



UFRJ

Celso Alves Moreira Neto

**PROSPECÇÃO SÍSMICA DAS BACIAS DE CAMAMU, ALMADA,
JEQUITINHONHA E CUMURUXATIBA**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Programa de Pós-graduação
em Geologia, Instituto de Geociências, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, como requisito necessário à
obtenção do grau de Especialista em
Geofísica do Petróleo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Webe João Mansur
Álvaro Lúcio de Oliveira Gomes

Rio de Janeiro
Março de 2007

M
GL
M838P

MOREIRA NETO, Celso Alves

Título: Prospeção Sísmica das Bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba / Celso Alves Moreira Neto - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2007.

xv, 101 p. : il.; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia, 2007.

Orientadores: Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, Webe João Mansur, Álvaro Lúcio de Oliveira Domes

1. Geofísica. 2. Geologia de Engenharia e Ambiental – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, Webe João Mansur. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia. III. Título.

Celso Alves Moreira Neto

PROSPECÇÃO SÍSMICA DAS BACIAS DE CAMAMU, ALMADA, JEQUITINHONHA
E CUMURUXATIBA

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Programa de Pós-graduação
em Geologia, Instituto de Geociências, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, como requisito necessário à
obtenção do grau de Especialista em
Geofísica do Petróleo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Webe João Mansur
Álvaro Lúcio de Oliveira Gomes

Aprovada em: 28 março de 2007

Por:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

Webe João Mansur (UFRJ)

Álvaro Lúcio de Oliveira Gomes (Petrobras)

UFRJ
Rio de Janeiro
2007

Agradecimentos

À PETROBRÁS pelo apoio necessário para realização deste trabalho.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro pela oportunidade oferecida para efetivação desta monografia.

Aos orientadores pelas críticas construtivas e sugestões.

Aos membros da comissão examinadora pelas contribuições pertinentes.

Aos colegas André Calazans, Matheus e Lucas por fazerem parte da equipe de estudo de geologia das bacias da Camamu / Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba, e também pelo companheirismo, apoio e troca de idéias.

Aos demais colegas de curso do CIGEF-2006/07 e todos aqueles que contribuíram de alguma forma para realização deste trabalho.

À minha esposa Selmugem Leana e meu filho Ian pela compreensão nos diversos momentos de ausência, pelo grande apoio e incentivo.

Quero expressar minha eterna gratidão a Deus por eu ter concluído mais uma etapa da minha vida pessoal e profissional.

Resumo

MOREIRA NETO, Celso A.. **PROSPECÇÃO SÍSMICA DAS BACIAS DE CAMAMU, ALMADA, JEQUITINHONHA E CUMURUXATIBA**. 2007. xv, 101p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Considerando que o levantamento sísmico tem se mostrado um método geofísico bastante eficiente no estudo da geologia em subsuperfície, principalmente, com o objetivo de determinar possíveis estruturas capazes de armazenar hidrocarbonetos. Esta monografia visa apresentar um estudo sobre prospecção sísmica realizada nos últimos anos nas bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. Primeiramente, foi feita uma descrição geológica das bacias em estudo, apresentando a evolução crono-estratigráfica e estrutural das mesmas. Em seguida, é descrita como é realizada a aquisição sísmica, em terra e em mar, mostrando como é feita cada etapa do processamento sísmico, passo-a-passo, sobre o dado. Após estas etapas, o volume de dados segue para a análise do interprete. Com as informações geológicas em mãos determina o sistema petrolífero de cada bacia indicando a locação de poços de Petróleo. Neste caso, é imprescindível que um determinado número de requisitos geológicos ocorresse simultaneamente nas bacias sedimentares. Ou seja, o sincronismo que faz com que as rochas geradoras, reservatórios, selantes, trapas e migração se originem e se desenvolvam em uma escala de tempo adequada para a formação e acumulações de petróleo.

Palavras-chave: Geofísica; sísmica; hidrocarboneto; geologia.

Abstract

MOREIRA NETO, Celso A.. *SEISMIC SEARCH OF THE BASINS OF CAMAMU, ALMADA, JEQUITINHONHA AND CUMURUXATIBA*. 2007. xv, 101p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Considering that the seismic survey has shown to be a quite efficient geophysical method in the study of the geology in subsurface, mainly, with the objective of determining possible structures capable to store hydrocarbons. This monograph seeks to present a study about seismic survey accomplished in the last years in the basins of Camamu, Almada, Jequitinhonha and Cumuruxatiba. Firstly, it was made a geological description of the basins in study, presenting the crono-stratigraphical and structural evolution of them. Soon afterwards, it is described as the seismic acquisition is accomplished, in earth and in sea; showing how it is made each stage of the seismic processing, step-by-step, on the data. After these stages, the volume of data proceeds for the analysis of the interpreters. With the geological information at hands determine the petroleum system of each basin indicating the location of oil wells. In this case, it is indispensable that a certain number of geological requirements happened simultaneously in the sedimentary basins. In other words, the synchronism that makes the generating rock reservoirs, sealing, traps and migration originate and grow in an appropriate scale of time for the formation and accumulations of petroleum.

Key-Words: Geophysical; seismic; hydrocarbon; geology.

Lista de figuras

- Figura 1:** Localização, limites e arcabouço estrutural da bacia de Camamu, mapeado ao nível da Fase Pré-Rift (Formação Sergi). (Fonte: LIMA *et al.*, 2003)2
- Figura 2:** Bacias brasileiras com a bacia de Cumuruxatiba em destaque (azul). (Fonte: sítio www.phoenix.org.br/Phoenix60_Dez03.htm).5
- Figura 3:** Bacia de Cumuruxatiba em detalhe. (Fonte: sítio www.phoenix.org.br/Phoenix60_Dez03.htm).5
- Figura 4:** Seção geológica esquemática da bacia de Camamu. (Fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2001. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).....7
- Figura 5:** Carta estratigráfica da Bacia de Camamu. (Fonte: NETTO *et al.*, 1994) ...8
- Figura 6:** Carta estratigráfica da bacia do Almada. (Fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2005. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).....11
- Figura 7:** Coluna estratigráfica generalizada da bacia de Camamu. (Fonte: GONÇAVES, 2001).14
- Figura 8:** Mapa geológico da porção sul da bacia de Camamu. (Fonte: LIMA *et al.*, 2003)17
- Figura 9:** Mapa de concessões das bacias de Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba, (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio:http://www.brasilrounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).....20

Figura 10: Seção geológica da bacia de Jequitinhonha. Note a posição relativa das formações. (Sítio:http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp)22

Figura 11: Carta estratigráfica da bacia de Jequitinhonha. (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).....23

Figura 12: Seção geológica esquemática da bacia do Jequitinhonha. (Fonte: http://www.Phoenix.org.br/Phoenix59_Nov03.htm).....24

Figura 13: Seção geológica esquemática da bacia de Cumuruxatiba. (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).....29

Figura 14: Carta estratigráfica da bacia de Cumuruxatiba. (Fonte: Boletim de Geociências da Petrobras, numero 1, volume 8, 1994)30

Figura 15: Carta do sistema petrolífero Cricaré-Cricaré. (Fonte: ANP (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.anp.gov.br/brasilrounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDF)34

Figura 16: Seção geológica esquemática mostrando a rota de migração do óleo do sistema petrolífero Cricaré-Cricaré. (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio:http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDFe_cartasR9.asp).....35

Figura 17: Seção geológica esquemática mostrando a rota de migração do óleo do sistema petrolífero Regência-Urucutuca. (Fonte: Sítio: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDF).....37

Figura 18: Carta do sistema petrolífero Regência-Urucutuca. (Fonte: Sítio: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDF).....	38
Figura 19: Tiros de dado sísmico terrestre com <i>ground-roll</i>	42
Figura 20: Edição de tiro: (a) sismograma original, (b) traços editados e (c) sismograma após a edição. . (SILVA, 2004).	48
Figura 21: (a) Empilhamento do dado sísmico terrestre corrigido de NMO com velocidade constante de 3100 m/s e (b) com correção estática.	51
Figura 22: Deconvolução sobre uma seção de tiro utilizando 5 diferentes comprimento de operador variando de 100 à 500 e de 100 em 100.	53
Figura 23: Autocorrelação do tiro da Figura 22.	54
Figura 24: (a) Dado sísmico bruto, (b) dado sísmico deconvolvido. (Fonte: DOBRIN, 1976).	54
Figura 25: Exemplo de um CMP.	55
Figura 26: CMP e seu respectivo semblance para “picagem”.	56
Figura 27: Campo de velocidade intervalar em m/s do dado sísmico da Figura 21.	57
Figura 28: Resultado dos CMP's após aplicar a correção NMO do VELAN.	58
Figura 29: CMP's após o VELAN para atenuar as múltiplas.	59
Figura 30: Aplicação de DMO. (a) Dado sísmico sem correção de DMO. (b) Dado sísmico com correção de DMO. (YILMAZ, 2001).	60

Figura 31: Dado sísmico marítimo empilhado.	61
Figura 32: Dado sísmico marítimo empilhado após a correção DMO.	61
Figura 33: (a) Espectro fk de um CMP, (b) o mesmo espectro com as múltiplas eliminadas.	63
Figura 34: CMP empilhado com deconvolução pré-empilhamento e filtragem fk para atenuar as múltiplas. Antes e depois (Yilmaz, 2001).	65
Figura 35: (a) Dado sísmico zero-offset. (b) Dado sísmico migrado. (SHERIFF, 1978).	68
Figura 36: Dado sísmico marítimo migrado. O dado sísmico marítimo empilhado pode ser visto na Figura 31.....	69
Figura 37: Dado sísmico terrestre migrado. O dado sísmico terrestre empilhado pode ser visto na Figura 21(a).	69
Figura 38: Ilustração mostrando o processo de obtenção das seções de parâmetro de raio de afastamento constante. (a) Dado registrado na superfície, (b) transformada τ -p de todas as coleções de tiro comum. (MOREIRA NETO, 2004). .	72
Figura 39: Exemplo de dado 3D para interpretação. (YILMAZ, 2001).	74
Figura 40: Fatia para interpretação estrutural. Superfície associada com o tempo horizontal. As cores indicam reflexões em tempo. (YILMAZ, 2001).	75
Figura 41: Campo de velocidade volumétrico.	75
Figura 42: Posicionamento de poços de exploração e produção.	76

Figura 43: Posicionamento de poço de exploração e plataforma. (Fonte: Wilt & Eastwood, 2003)	76
Figura 44: Linhas de levantamentos sísmicos 2D nas bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. (Fonte: ANP).	77
Figura 45: Áreas de levantamentos sísmicos 3D nas bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. (Fonte: ANP).	78
Figura 46: Seção sísmica em tempo, com orientação W-E, mostrando o poço 1-BAS-64 que atingiu as rochas do Pré-Rifte das formações Afligidos e Sergi. (Fonte: SILVA, 2004).	81
Figura 47: Seção sísmica em tempo com orientação W-E, mostrando os principais topos de formações mapeados e a interpretação de algumas feições geológicas. (Fonte: SILVA, 2004).	82
Figura 48: Seção sísmica em tempo mostrando a calha deposicional formada pela discordância Pré-Rifte. (Fonte: SILVA, 2004).	83
Figura 49: Seção sísmica <i>strike</i> do <i>Canyon</i> de Almada, direção SW-NE, mostrando as falhas sobre o <i>canyon</i> e alguns canais turbidíticos do Cretáceo e Terciário. (Fonte: D'AVILA, 2004).	84
Figura 50: Seção sísmica <i>dip</i> , com falhas sintéticas e antitéticas mapeadas e estruturas do tipo <i>horst</i> e <i>gráben</i> afetando as seqüências Paleozóicas. (Fonte: KARAM, 2005).	86
Figura 51: Seção sísmica mostrando o bloco alto de borda. (Fonte: KARAM, 2005).....	87
Figura 52: Mapa mostrando a localização dos poços de pesquisa. (Fonte: KARAM, 2005).	88

Figura 53: Detalhes de uma seção *strike* mostrando os limites do paleocanyon de Almada e os padrões de reflexões que caracterizam estes limites. (Fonte: KARAM, 2005).90

Figura 54: (a) Seção sísmica de sentido *dip* na bacia de Camamu/Almada em região plataformal e talude. (b) Seção sísmica de sentido *dip* na bacia de Jequitinhonha em região plataformal e talude. (Fonte: KÜCHLE, 2005).92

Figura 55: Seção sísmica *dip* (área distal) na bacia de Jequitinhonha ilustrando sismofácies associadas a rochas vulcânicas no eoceno inferior. (Fonte: RANGEL, 2006).93

sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Figuras	viii
CAPÍTULO 1 GEOLOGIA DA REGIÃO	1
1.1 Introdução	1
1.1.1 Aspectos da bacia de Camamu-Almada	1
1.1.2 Aspectos da bacia de Jequitinhonha.....	3
1.1.3 Aspectos da bacia de Cumuruxatiba.....	4
1.2 Objetivo.....	6
1.2.1 Caracterização geológica da bacia de Camamu / Almada	6
1.2.2 Caracterização geológica da bacia de Jequitinhonha.....	7
1.2.3 Caracterização geológica da bacia de Cumuruxatiba	9
1.3 Método	10
1.4 Contexto geológico da bacia.....	13
1.4.1 Geologia estrutural e estratigráfica das bacias de Camamu-Almada	13
1.4.2 Geologia estrutural e estratigráfica da bacia de Jequitinhonha.....	20
1.4.3 Geologia estrutural e estratigráfica da bacia de Cumuruxatiba.....	25
CAPITULO 2 MÉTODO SÍSMICO	39
2.1 Princípio sísmico	39
2.1.1 Teoria de elasticidade e propagação de ondas sísmicas	40
2.1.2 Sísmica de reflexão	43
2.2 Aquisição	46
2.2.1 Correção estática	49

2.3 Processamento de dados sísmicos	50
2.3.1 Deconvolução	52
2.3.2 Reorganização em ponto médio comum (CMP)	53
2.3.3 Correção estática residual	55
2.3.4 Análise de velocidade	55
2.3.5 Correção de sobretempo normal (NMO-normal moveout)	57
2.3.6 correção <i>dip moveout</i> (DMO)	59
2.3.7 empilhamento CMP	60
2.3.8 Filtragem	62
2.3.9 Migração	64
2.3.10 <i>Slant stack</i>	70
2.4 Interpretação	70
CAPÍTULO 3 ESTUDO DE CASOS DE PROSPECÇÃO SÍSMICA	77
Conclusão	94
Referências bibliográficas	96

1 GEOLOGIA DA REGIÃO

1.1 Introdução

1.1.1 Aspectos da bacia de Camamu-Almada

A localização da bacia de Camamu-Almada situa-se na margem continental brasileira entre os paralelos 13° e $14^{\circ}15'S$ e entre os meridianos 38° e $39^{\circ}10'W$, que fica entre as cidades de Salvador e Ilhéus no litoral sul do Estado da Bahia constituindo o prolongamento sul do sistema rifte Recôncavo-Tucano.

A área da bacia de Camamu se estende por 16.500 km^2 , a de Almada por 6.400 km^2 , totalizando 22.900 km^2 e alcançando 3000 m de cota batimétrica.

A porção terrestre da bacia de Camamu fica numa região costeira com várias ilhas e uma grande baía. Isto provoca uma grande dificuldade de estudos geofísicos, principalmente sísmicos, pelo fato de ter uma região de mangue e de preservação ambiental.

Os limites geológicos da bacia são determinados pela falha da Barra (alto de Salvador) e da zona de acomodação de Jaguaripe, que separa as bacias de Camamu-Almada do Recôncavo (Figura 1); ao sul tem-se o alto de Olivença, que delimita as bacias de Camamu-Almada e Jequitinhonha; à oeste o embasamento Proterozóico que aflora na região perto da costa e a leste pelo alto de Taipus.

O rifteamento no eocretáceo do Atlântico Sul levou a bacia a uma série de grábens assimétricos na área *offshore* da Margem Atlântica Brasileira. O

1.1.2 Aspectos da bacia de Jequitinhonha

A bacia de Jequitinhonha localiza-se ao sul do Estado da Bahia na região do rio Jequitinhonha, possuindo mais de 90% de sua extensão (9500 km^2) em mar e o resto em áreas continentais (600 km^2).

Ao norte, o alto de Olivença a separa da bacia de Camamu-Almada e ao sul o banco Vulcânico Royal Charlotte estabelece a fronteira com a bacia Cumuruxatiba. Sendo que a bacia de Jequitinhonha também faz limite com a borda sul do Cráton do São Francisco o que determina um embasamento constituído por rochas graníticas e gnáissicas.

Prospectividade para hidrocarbonetos

A porção sul da bacia possui poucos indícios de óleo, contudo na Formação de Regência já foi encontrado um reservatório sem valor comercial com óleo leve ($\text{API} > 39^\circ$) e existe um poço produtor na região (fonte: ANP, Sítio: http://www.brazil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp), sendo que todas as ocorrências, até 2005, foram no sistema petrolífero Regência-Mariricu(!).

Em média, as rochas geradoras da Formação Regência, Mariricu e Urucutuca possuem um bom potencial gerador. Na Formação Regência as trapas são, em sua maioria, estruturais e os reservatórios estão selados por evaporitos.

A parca extensão da base dados é um obstáculo a ser ultrapassado a fim de se compreender completamente a estrutura petrolífera da área. Contudo a expectativa de se achar hidrocarbonetos comerciais na área é grande como foi citado pelo

Gerente Executivo de Exploração da Petrobras, Paulo Mendonça, na *Rio Oil & Gás* 2006:

“[...] Não se surpreendam se as próximas descobertas da Petrobras ocorrerem na Bacia do Jequitinhonha. Elas só não aconteceram até agora porque ainda não perfuramos lá”

1.1.3 Aspectos da bacia de Cumuruxatiba

A bacia de Cumuruxatiba localiza-se em porções emersas e submersas do nordeste brasileiro, no extremo sul do Estado da Bahia, entre as cidades de Caravelas e Porto Seguro (Figura 2 e Figura 3).

A bacia contém rochas sedimentares do eocretáceo ao Quaternário e vulcânicas do Terciário. Em sua porção emersa se estende ao longo do litoral entre as cidades de Alcobaça e Porto Seguro, com área de aproximadamente 7.000 km², encontram-se somente sedimentos terciários sobre o embasamento cristalino.

A área submersa, até a cota batimétrica de 2.500 m, possui em torno de 14.000 km², sendo 9.000 km² até a lâmina d'água de 400 m e uma parte de águas profundas de 5.000 km², de lâmina d'água de 400 m a 2.500 m.

46 poços de exploração foram furados na bacia resultando nas acumulações dos campos de 1-BAS-104 (gás e condensado) e de Arraia (gás e óleo) em Cumuruxatiba, onde importantes campos produtores de petróleo estão associados a paleocânions como Carapeba e Pargo (bacia de Campos), assim como Lagoa Parda e Fazenda Cedro (bacia do Espírito Santo).

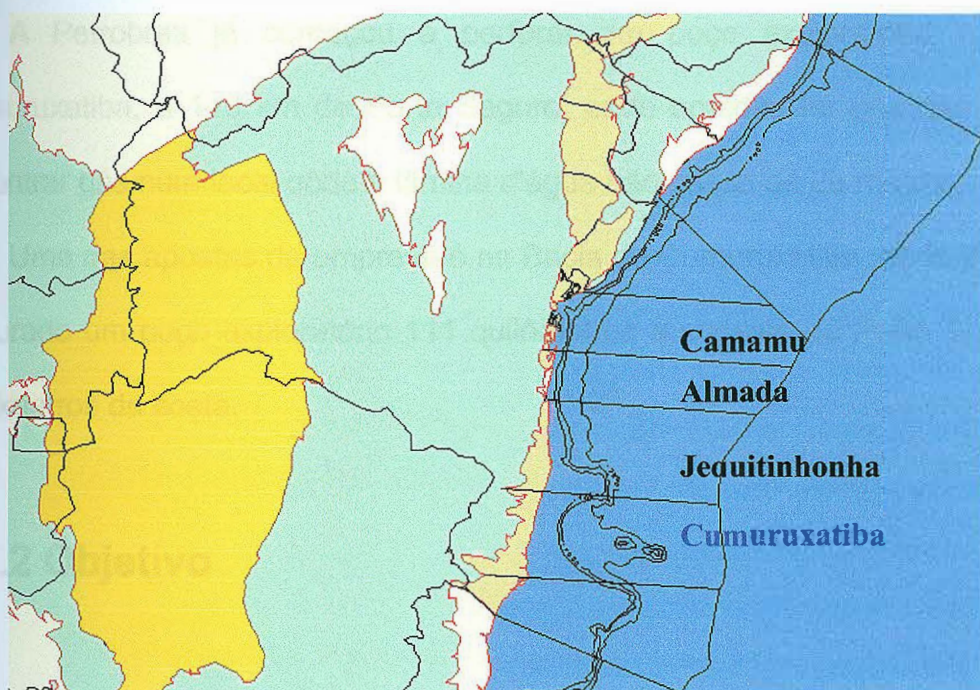


Figura 2: Bacias brasileiras com a bacia de Cumuruxatiba em destaque (azul).
(Fonte: [sitio www.phoenix.org.br/Phoenix60_De03.htm](http://www.phoenix.org.br/Phoenix60_De03.htm)).

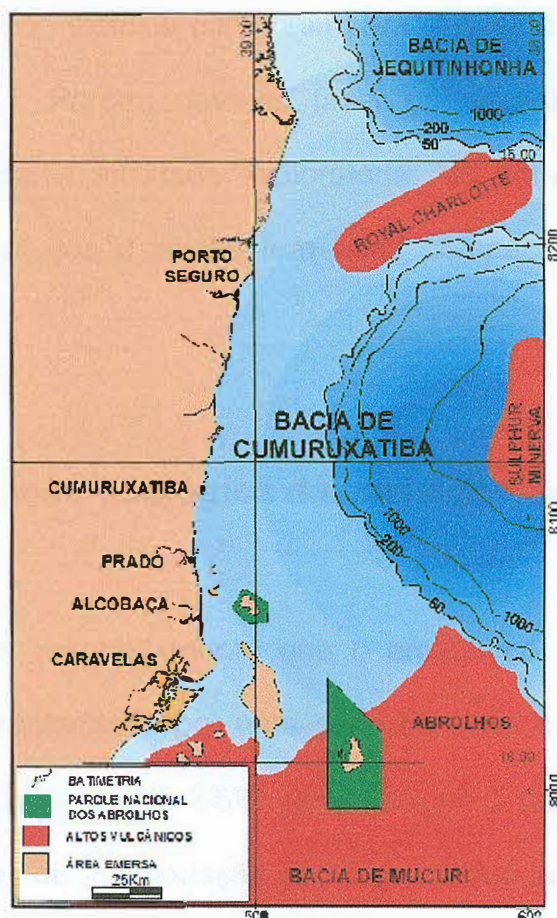


Figura 3: Bacia de Cumuruxatiba em detalhes. (Fonte: [sitio www.phoenix.org.br/Phoenix60_De03.htm](http://www.phoenix.org.br/Phoenix60_De03.htm)).

A Petrobras já começou a perfurar um poço exploratório na bacia de Cumuruxatiba, a 110 km de Porto Seguro, onde acredita ter grandes chances de encontrar gás num local onde a lâmina d'água não passa de 26 metros.

Uma das apostas da empresa é na Bacia de Cumuruxatiba, onde já está sendo perfurado um poço exploratório 111 quilômetros a sudeste de Porto Seguro e a 58 quilômetros da costa.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo fazer um levantamento geológico das bacias de Camamu/Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. Com este estudo foi possível verificar que a prospecção sísmica contribuiu para análise da geologia estrutural e estratigráfica da região. Porém, deve-se fazer um levantamento sísmico mais detalhado para respaldar a atividade exploratória. No entanto, com esta análise prévia, pode-se concluir que a região tem boas perspectivas na exploração de hidrocarbonetos.

1.2.1 Caracterização geológica da bacia de Camamu / Almada

Pode-se descrever resumidamente que o arcabouço tectônico da bacia de Camamu-Almada é caracterizado por uma série de *horst* e grábens limitados por falhas normais com direção NNE-SSW com mergulho predominante para leste (Figura 4). Várias zonas de acomodação como as de Jaguaribe e Mutá (Figura 1), transversais ao eixo do Rifte, deram ascensão à formação das plataformas estruturais e das sub-bacias restritas, geradas pelos movimentos distensivos

provenientes da abertura do oceano Atlântico, as quais controlam a formação das rochas geradoras e das rochas reservatórios nas bacias de Rifte.

Alguns intervalos litológicos dessa bacia apresentam semelhanças ao encontrado nas seções equivalentes de áreas vizinhas, e assim delas obtiveram suas denominações litoestratigráficas. Como por exemplo, podemos citar a Formação de Afligidos e o pacote Pré-Rifte das formações Aliança e Sergi, que fazem parte da estratigrafia da bacia do Recôncavo (Figura 5).

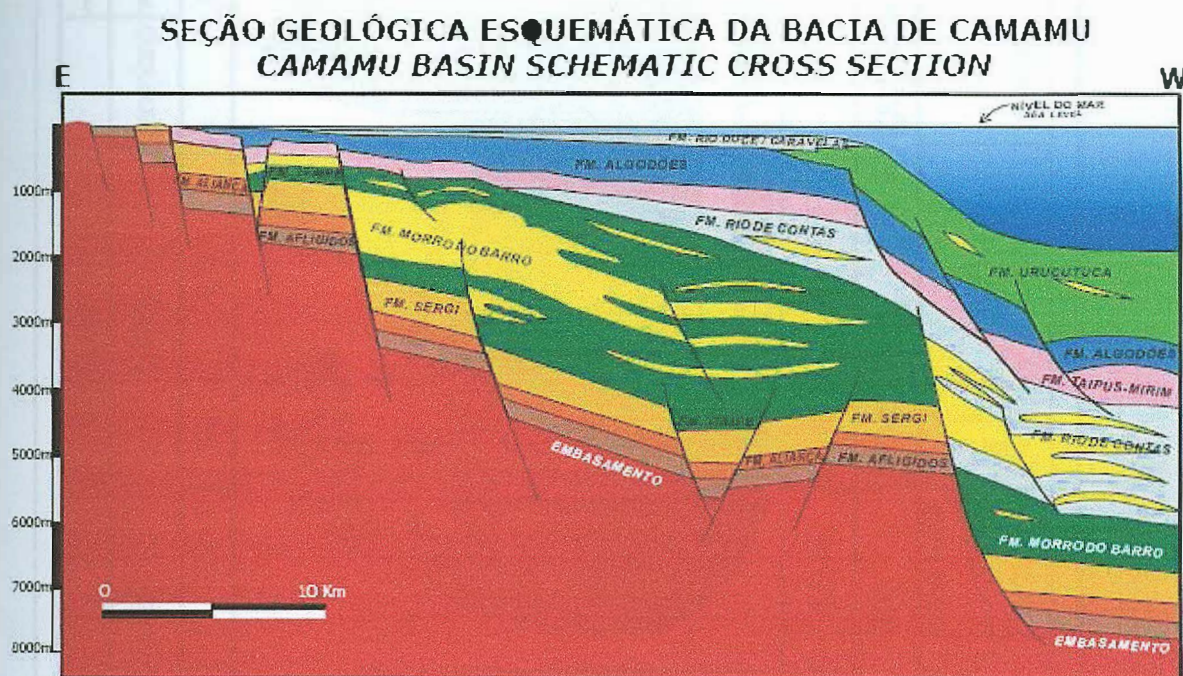


Figura 4: Seção geológica esquemática da bacia de Camamu. (Fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2001. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).

1.2.2 Caracterização geológica da bacia de Jequitinhonha

Pode-se dividir a bacia em duas grandes áreas geográficas para estudo: a porção norte e a sul. A primeira, ao contrário da segunda, é formada pela continuação do alto de Olivença tanto em terra quanto em mar.

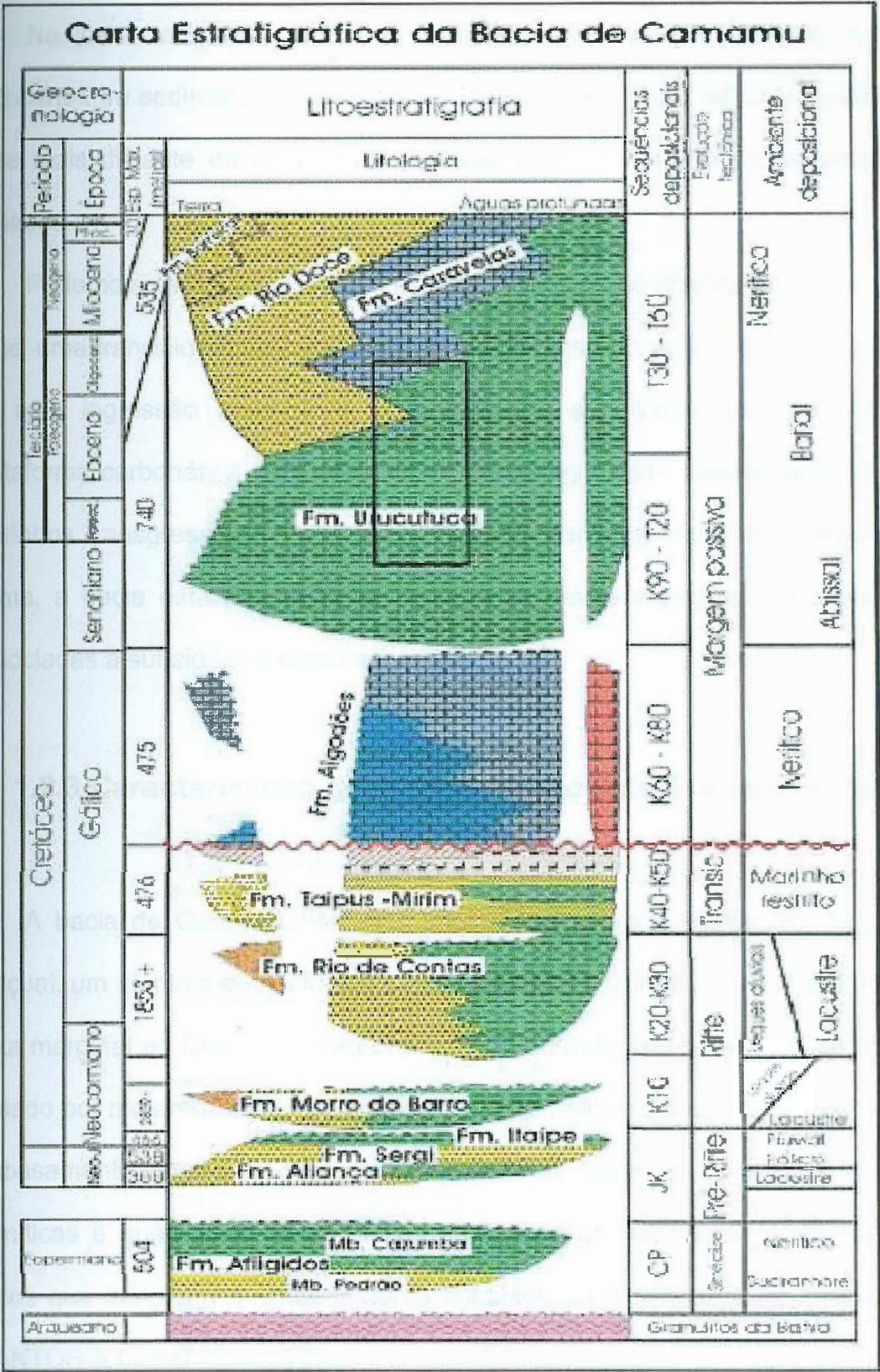


Figura 5: Carta estratigráfica da bacia de Camamu. (Fonte: NETTO et al., 1994).

Na parte marítima esta extensão se prolonga por poucos quilômetros recobertos de sedimentos do Terciário. Ela é separada por falhas normais de uma área mais distante da costa que, por sua vez, é recoberta de sedimentos mais variados.

Podemos, ainda, analisar os estágios evolutivos da história da bacia: Pré-Rifte, Rifte, uma transicional caracterizada por evaporitos neo-aptianos que marca o início de uma ingressão marinha e uma Pós-Rifte subdividida em uma Drifte com plataforma carbonática rasa seguido de um estágio onde depositou-se sedimentos marinhos transgressivos e por outro depósito em fase marinha regressiva. Desta forma, a bacia está recoberta por rochas de margem passiva do oceano aberto associadas à subsidência térmica.

1.2.3 Caracterização geológica da bacia de Cumuruxatiba

A bacia de Cumuruxatiba está implantada sobre a Região de Dobramentos Araçuai, um domínio geotectônico caracterizado por GONTIJO, R. (1996) como uma faixa marginal ao Cráton de São Francisco. Segundo tais autores, esse domínio foi afetado por metamorfismo, magmatismo e deformação durante o Ciclo Brasileiro. O embasamento cristalino aflorante, adjacente à bacia, é constituído por rochas graníticas e gnáissicas, com núcleos de rochas granulíticas e charnoquíticas. Os poços que atingiram o embasamento constataram a presença de biotita-gnaisses (SANTOS & GONTIJO, 1992).

As estruturas evidenciadas na seção sedimentar desta bacia foram, segundo SANTOS & GONTIJO (1992), condicionadas por estruturas pretéritas do embasamento. As falhas normais de direção N20°-30°E estão alinhadas segundo

reativações de antigas estruturas relacionadas ao Ciclo Transamazônico (2100 – 1800 /1700 Ma). As falhas normais, orientadas N35°-45°W relacionam-se a reativações de faixas cisalhadas originadas ao final do Ciclo Brasileiro (450 – 700 Ma) e durante o evento Sul-Atlântico (Mesozóico ao Terciário).

Está circundada pelos bancos vulcânicos de Royal Charlotte, a norte, Abrolhos, a sul e Sulphur Minerva, a leste (Figura 3).

1.3 Método

Para escrever esta monografia foram pesquisados os trabalhos de NETTO *et al.* (1991 e 1994) tornou-se uma grande referência no estudo da bacia de Camamu-Almada visto que os outros autores citam os trabalhos deles. NETTO *et al.* (1994) descreveram a geologia estrutural e estratigráfica fornecendo as respectivas cartas estratigráficas utilizando dados de poços. NETTO & SANCHES (1991) descreve a geologia histórica da bacia do Almada, o arcabouço estrutural apresentando seções geológicas da mesma. Apresenta a estratigrafia em mapas geológicos e carta estratigráfica (Figura 6). E mostra um roteiro passo-a-passo para quem quiser conhecer a bacia do Almada.

O Livro de BIZZI *et al.*, 2003 da CPRM traz uma descrição geológica das bacias litorâneas brasileiras inclusive as de Camamu-Almada.

A tese de KARAM (2005) descreve detalhadamente a geologia estrutural da bacia de Camamu-Almada utilizando para isto vários exemplos de seções sísmicas e dados de poços fazendo um mapeamento sismoestratigráfico das seqüências Rife.

A dissertação de SILVA (2005) também descreve muito bem a geologia desta bacia e a megasequências utilizando para isso dados de poços e fazendo analogia com o sistema Rifte da África. Um estudo dos aspectos tectono-estratigráficos da bacia da Camamu-Almada também foi apresentado.

GONÇALVES *et al.* (2001) mostrou o estudo da bacia de Camamu-Almada voltada para a deposição dos sedimentos lacustre ricos em matéria orgânica que deram origem a rocha geradora de hidrocarbonetos propondo modelos de formação de rochas geradoras lacustres. Para tanto, fez uso de parâmetros geoquímicos e geológicos para reconstrução da evolução paleoambiental dessas bacias.

LIMA *et al.* (2003) também descrevem a geologia estrutural da bacia de Camamu e fizeram um estudo fossilífero da mesma.

MILANI *et al.* (2000) apresentam o potencial petrolífero das bacias litorâneas brasileiras dentre as quais estão as bacias de Camamu-Almada e a evolução tectono-sedimentar.

A apostila de CASTRO (2004) apresenta um resumo da geologia das principais bacias brasileiras e seu potencial petrolífero.

PETRI (1983) faz uma descrição detalhada sobre as formações da Bacia Jequitinhonha e, portanto, contribuiu para uma descrição estrutural e geológica mais específica.

SANTOS (1994) descreve as extensões desta bacia e comenta algumas formações, enriquecendo o texto.

A tese de CASTILHO (2005) realiza um estudo sobre a bacia de Jequitinhonha e suas megasequências além de tecer comentários sobre o potencial petrolífero da área.

KÜNCHLE (2005) forneceu informações sobre as fases evolutivas de Jequitinhonha além de uma discussão sobre a mesma.

1.4 Contexto geológico da bacia

1.4.1 Geologia estrutural e estratigráfica das bacias de Camamu-Almada

As bacias de Camamu-Almada apresentam em sua geologia três fases geotectônicas como Pré-Rift, Rift e Pós-Rift.

Na fase inicial Pré-Rift predomina um estilo de sinéclise intracontinental no período neojurássico a neocomiano inferior. As rochas sedimentares mais antigas datam do início do Permiano (Formação Afligidos). Na fase Rift a deposição sedimentar da bacia é predominantemente de siliciclásticos, porém ocorrem depósitos evaporíticos e carbonáticos combinado com um regime distensivo e intenso.

As figuras 5 e 7 mostram que na deposição Pré-Rift é basicamente caracterizada como uma intercalação de pacotes predominantemente arenosos com pacotes de folhelhos, enquanto que o preenchimento sinrift é inicialmente caracterizado pela deposição de clásticos grosseiros, conglomerados e arenitos associados a sistemas aluvionares/fluviais na porção norte do sistema de bacias Rift preservado na margem brasileira. Já no andar Rio da Serra / Aratu, na porção

sul, a deposição clástica aumenta, e na porção norte começam a ocorrer sistemas lacustres com sistemas deltáicos marginais. No andar Buracica / Jiquiá a deposição de rochas vulcânicas concentra-se em zonas fraturadas e ocorre o desenvolvimento de margens carbonáticas lacustres com sistemas aluvionares posicionados anteriormente, os quais são característicos na região sul e norte do sistema de Rifte.

CRONO-ESTRATIGRAFIA			EVOLUÇÃO TECTÔNICA	
			FORMAÇÕES	
TERCIÁRIO	Plioc.		RIO DOCE CARAVELAS	PÓS-RIFT
	Mioc.			
	Oligoc.			
	Eoc.			
	Paleococ.			
CRETÁCEO	Super.	Santon.	URUCUTUCA	
		Coniac.		
		Turon.		
		Cenom.		
	Infer.	Albiano	ALGODÕES	
		Aptiano	TAIPUS-MIRIM	
		Barrem.	RIO DE CONTAS	RIFT
		Neocom.	MORRO DO BARRO	
JURÁSSICO			ITAÍPE	PRÉ-RIFT
			SERGI	
			ALIANÇA	

Figura 7: Coluna estratigráfica generalizada da bacia de Camamu. (Fonte: GONÇAVES, 2001).

Por fim, no andar Alagoas ocorre uma deposição clástica localizada. Devido a ambientes marinhos rasos com clima árido com alta taxa de evaporação para praticamente toda a margem brasileira há ocorrência de grandes depósitos evaporíticos.

A bacia sinrifte lacustre foi preenchida por folhelhos, sedimentos finos, do Membro Jiribatuba que gradam a arenitos e sedimentos clásticos grossos, nas regiões mais proximais do Membro Tinharé; no conjunto, estas unidades constituem a Formação Morro do Barro.

A ausência de fósseis marinhos associados à presença de ostracodes não-marinhos e o contexto geológico regional indicam que as formações Morro do Barro e Rio de Contas depositaram-se numa bacia lacustre formada durante a fase de extensão crustal. A Formação Morro do Barro é interpretada como produto da sedimentação num ambiente subaquoso dominado por fluxos gravitacionais em lago profundo, enquanto a Formação Rio de Contas, entre o Barremiano e o eoaptiano, apresenta uma seqüência de fácies, da área proximal para a distal, que indica uma sucessão de ambientes de leques deltaicos, um pacote misto siliciclástico-carbonático de ambiente lacustre foi depositado sobrejacentes aos evaporitos Taipus-Mirim.

De acordo com NETTO (1994), um pacote de evaporitos e siliciclásticos de idade neoaptiana constitui a Formação Taipus-Mirim que engloba o Membro Serinhaém (siliciclásticos) e o Membro Igrapiúna (evaporitos). Esta unidade consiste de arenito muito fino intercalado com siltitos e folhelhos negros com elevado teor de carbono orgânico (Membro Serinhaém); o Membro Igrapiúna recobre a seção anterior e consiste de carbonatos, folhelho marrom, halita e anidrita, com barita associada em alguns locais nas bacias de Almada e Camamu.

A falha de Maragogipe (Figura 8) é denominada falha de borda da bacia, de um compartimento de embasamento raso, adjacente à costa, no bloco alto das falhas de Mutá e de Aritaguá; de um compartimento intermediário, no bloco baixo da falha de Mutá que se estende até a falha de Camamu; e a região de águas profundas, onde a seção sedimentar pode atingir cerca de 8.000 m de profundidade. Na região mais profunda verifica-se a existência de domos de sal e a presença da falha de Jequitinhonha-Almada. Essas grandes falhas que formam o arcabouço estrutural da bacia têm uma direção NNE, sendo cortadas transversalmente por falhas de transferência, como por exemplo, a da Cova da Onça. O alto de Taipus é definido pelas falhas transcorrentes que passam ao norte da Ilha Grande perto das cidades de Maraú e Itacaré.

A litoestratigrafia da bacia de Camamu-Almada pode ser descrita como uma sucessão de seqüências tais como:

- Mega-Seqüência Pré-Rifte do eopermiano-Triássico subdividida na Formação Afligidos – Membro Pedrão e Cazumba – e Grupo Brotas que é composta pelas formações Aliança, Sergi e Itaípe. Esta seqüência agrupa os sedimentos flúvio-lacustre juro-eocretáceos com retrabalhamento eólico das formações Aliança, Sergi e Itaípe. A Formação Itaípe representa a transição da fase Pré-Rifte para a fase Rifte;
- Mega-Seqüência Rifte do Barriasiano – Aptiano Inferior: Grupo Almada. Representado pelos depósitos lacustres eocretáceos das formações Morro do Barro e Rio de Contas;
- Mega-Sequência transicional do mesocretáceo-neocretáceo: Grupo Camamu;

- Mega-seqüência de Margem Passiva do neocretáceo-Plioceno: Grupo Espírito Santo;

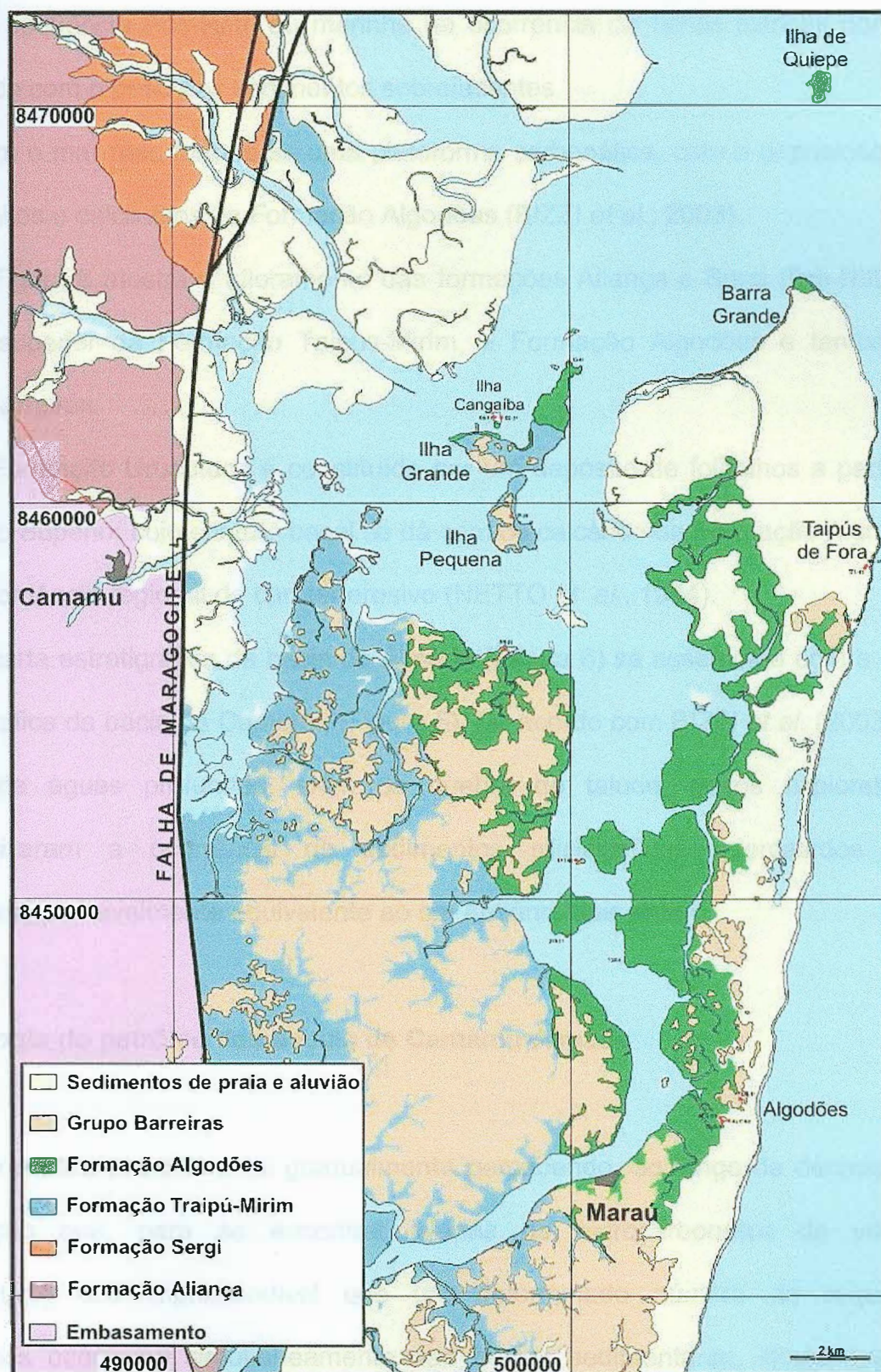


Figura 8: Mapa geológico da porção sul da bacia de Camamu. (Fonte: LIMA et al., 2003)

- Seqüência Drift que compreende os sedimentos transicionais aptianos da formação Taipus-Mirim e os estratos marinhos cretáceos e terciários, das formações Algodões, Urucutuca, Rio Doce e Caravelas. (Figura 7)

Na seqüência Pós-Rifte ou marinha há ocorrência de falhas lístricas normais associada com o peso dos sedimentos sobrejacentes.

Com o mar raso formou-se uma plataforma carbonática, com a deposição dos calcarenitos e calcilutitos da Formação Algodões (BIZZI *et al.*, 2003).

A Figura 8 mostra o afloramento das formações Aliança e Sergi (Pre-Rifte), a porção superior da Formação Taipus-Mirim, a Formação Algodões e também o Grupo Barreiras.

A Formação Urucutuca é constituída por um depósito de folhelhos a partir do Cretáceo Superior cujo contato basal se dá com os calcários da Formação Algodões por discordância regional de caráter erosivo (NETTO *et al.*, 1994).

A carta estratigráfica da bacia do Almada (Figura 6) se assemelha com a carta estratigráfica da bacia de Camamu (Figura 5). De acordo com BIZZI *et al.* (2003), na região de águas profundas, além da quebra do talude, poços exploratórios caracterizaram a ocorrência de sedimentos siliciclásticos intercalados com evaporitos, provavelmente equivalente ao sal Aptiano mais antigo.

Geologia do petróleo das bacias de Camamu-Almada

A indústria petrolífera foi gradualmente percebendo, ao longo de décadas de exploração que, para se encontrar jazidas de hidrocarbonetos de volume significativos era imprescindível que um determinado número de requisitos geológicos ocorresse simultaneamente nas bacias sedimentares. Neste caso, o

sincronismo que faz com que as rochas geradoras, reservatórios, selantes, trapas e migração se originem e se desenvolvam em uma escala de tempo adequada para a formação e acumulações de petróleo.

As rochas geradoras da Bacia de Camamu-Almada revelam que as principais rochas geradoras são folhelhos negros lacustres de água doce à salobra da Formação Morro do Barro do Membro Jiribatuba depositados durante a fase Rifte no neocomiano inferior e a Formação Rio de Contas da seção Rifte. A preservação da matéria orgânica foi favorecida pelo clima árido e pelas condições anóxicas do fundo do lago.

As rochas reservatórios são formadas pelos arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi, os arenitos desenvolvidos em ambientes de leques aluviais ou lacustres das formações Morro do Barro e Rio de Contas e os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca. Os folhelhos constituem as rochas seladoras da bacia.

As armadilhas de hidrocarbonetos da seqüência Pré-Rifte podem ser exclusivamente estruturais, associadas a *horsts* ou meio-grábens ou por discordâncias. Para a seqüência Rifte, as armadilhas são basicamente associadas por falhas lítricas. Na seqüência Drifte, as trapas são sempre estratigráficas, constituídas por envoltórios dos folhelhos nas seções turbidíticas, restritas ao ambiente de talude.

De acordo com GOLÇALVES (2001) e LIMA *et al.* (2003) a bacia de Camamu contém algumas acumulações de óleo e gás em terra e no mar, todas consideradas como originadas a partir das rochas geradoras lacustres eocretáceas da Formação Morro do Barro, seguidas pelos reservatórios neojurássicos da Formação Sergi, associados a arenitos flúvio-eólicos.

Com o fim de aumentar a exploração de hidrocarbonetos nas bacias de Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) dispôs vários blocos de concessões para as empresas de Petróleo pudessem fazer exploração conforme mostra a Figura 9.

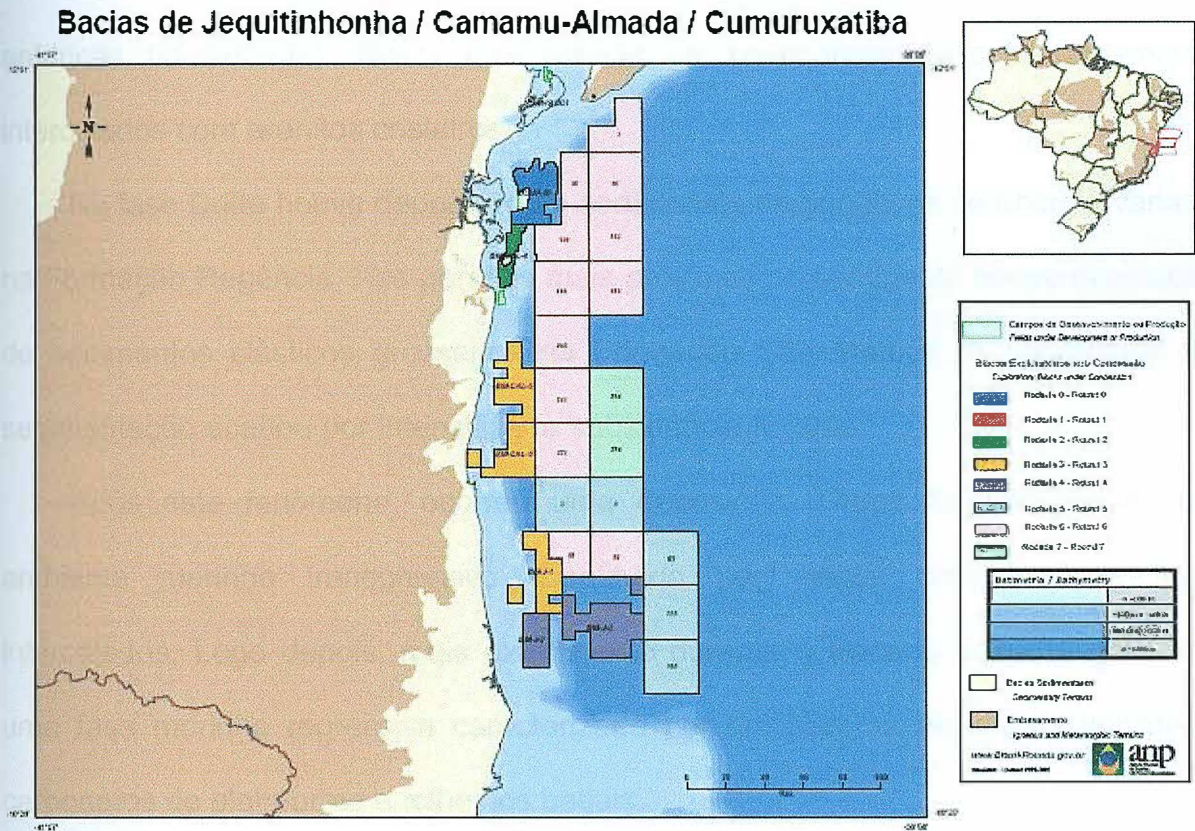


Figura 9: Mapa de concessões das bacias de Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba, (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).

1.4.2 Geologia estrutural e estratigráfica da bacia de Jequitinhonha

Na fase Pré-Rifte predomina um estilo de sinéclise intracontinental no período neojurássico a eocretáceo.

A fase Rifte apresenta sedimentos eoaptianos clásticos e folhelhos da Formação Mariricu depositados em ambiente fluvio-lacustre apresentando maior espessura na parca região terrestre e marinha mais ao sul.

A fase evaporítica é caracterizada por uma transição entre a fase Rifte e a Drifte onde o oceano começa a evaporar e vários sedimentos decantam (halitas e anídricas tipicamente). Nesta fase vemos os sedimentos descontinuadamente intercalados com arenitos costeiros.

Na fase Drifte houve deposição de sedimentos carbonáticos de energia variada na Formação Regência. Nas porções mais próximas do continente houve deposição de sedimentos clásticos grosseiros na Formação São Mateus. A sobrecarga de sedimentação acabou por intensificar a subsidência flexural.

Após este fenômeno, ocorreu uma deposição (Grupo Espírito Santo) em ambiente marinho transgressivo constituído por pelitos com arenitos finos intercalados. Logo depois, mais exatamente durante o Eoceno, a bacia entra em uma fase marinha regressiva caracterizada por um sistema de leques aluviais e carbonatos de plataforma e folhelhos batiais.

Durante o Mioceno ocorre o último esfriamento térmico ocasionado pelo afastamento da bacia em relação à dorsal. Os evaporitos formam domos cada vez maiores que, eventualmente, atingem a superfície sendo diluídos ou cobertos por camadas de sedimentos. Há vários exemplos de sedimentos aprisionados por estes enormes domos paralelos à costa.

Existem diversas formações na bacia do Jequitinhonha (ver figuras 10, 11 e 12), por exemplo, temos a Formação de Urucutuca, Rio Doce, Caravelas, São Mateus, Regência, Mariricu, Barreiras, Itaunas, Mucuri e Abrolhos (misto sedimentar e vulcânico).

A Formação Regência é constituída por rochas calcárias de alta e baixa energia depositadas em porções marítimas distantes da costa.

A Formação Caravelas é caracterizada principalmente por calcários (calcário biomicríticos e micríticos argilosos) intercalados por algumas camadas de folhelhos e arenitos. Esta formação é subdividida em três membros. O Membro Caraúna é marcado por intercalações de calcários bastante argilosos e folhelhos calcíferos.

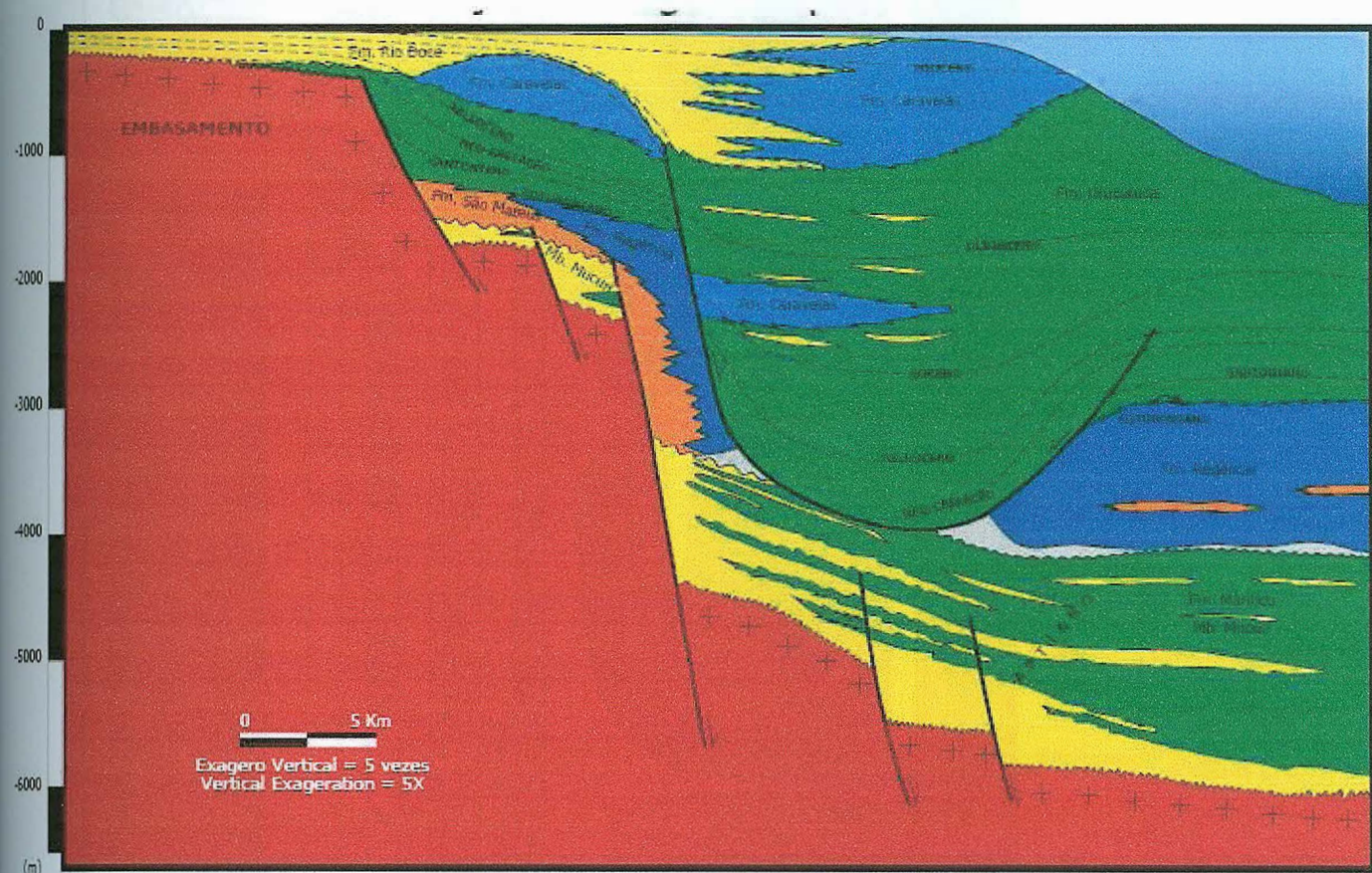


Figura 10: Seção geológica da bacia de Jequitinhonha. Note a posição relativa das formações. (Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).

Já o Membro Carapitanga é composto por micritos argilosos intercalados por arenitos e folhelhos. Por último, no Membro Caranha têm-se biomicritos e bioesparitos também intercalados por folhelhos e arenitos. Esta formação possui

Carta Estratigráfica da Bacia de Jequitinhonha

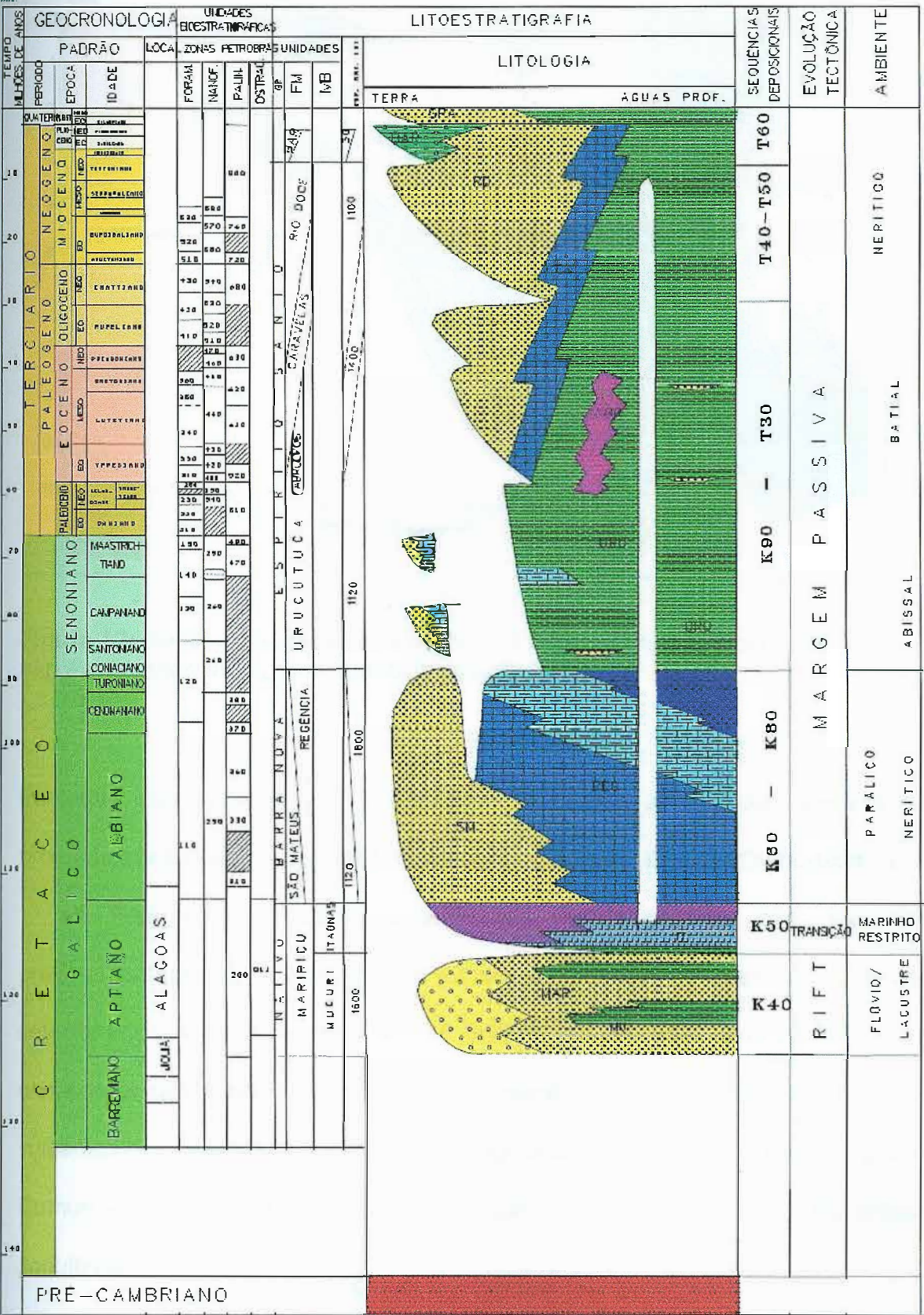


Figura 11: Carta estratigráfica da bacia de Jequitinhonha. (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).

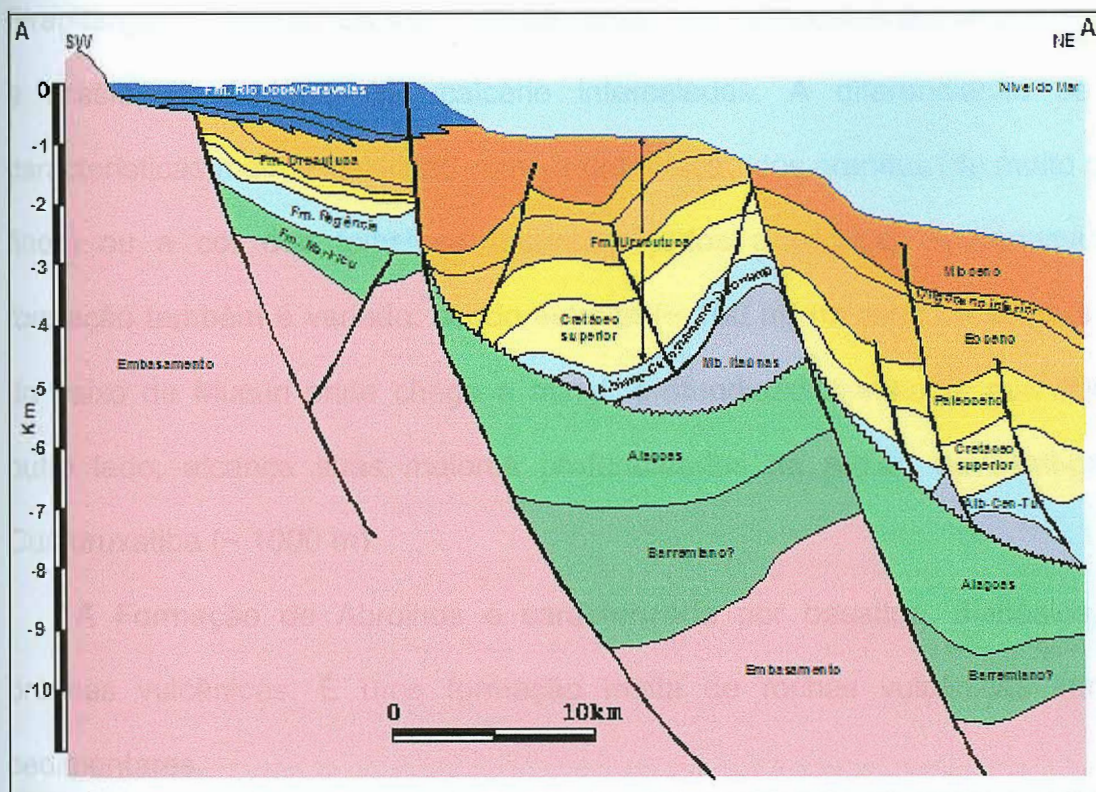


Figura 12: Seção geológica esquemática da bacia do Jequitinhonha. (Fonte: http://www.phoenix.org.br/Phoenix59_Nov03.htm)

fronteiras interdigitadas com a Formação Urucutuca e Rio Doce, além de atingir profundidades maiores que 2500 m na área do semi-gráben de Cumuruxatiba.

A Formação Urucutuca possui uma matriz argilosa com sua litologia predominantemente composta por folhelhos, também há arenitos bastante mal selecionados nesta formação. Nela é encontrada em uma extensa faixa da parte continental da bacia e sua espessura é bastante diversa: ausente na região do alto vulcânico de Royal Charlotte, chega a atingir expressivos 3000 m no semi-gráben de Cumuruxatiba (outro marco importante são os 1400 m atingidos no gráben de Jequitinhonha).

A Formação de Rio Doce é caracterizada por uma predominância de sedimentos clásticos e também é subdividida em três membros: Piraúna,

Pirapitanga e Piranha. Os três, basicamente, são compostos por arenitos, folhelhos e ocasionais camadas de calcário intercaladas. A diferenciação se dá por características mais específicas como a granulação dos arenitos (de muito grossos a finos) ou a cor dos folhelhos (esbranquiçados a negros). A espessura desta formação também é variada, sendo estreita (~ 100 m) na linha da costa à exceção do baixo de Mucuri onde chega a atingir profundidades maiores que 500 m. Por outro lado, alcança suas maiores profundidades na região do semi-gráben de Cumuruxatiba (~ 1000 m).

A Formação de Abrolhos é caracterizada por basaltos, diabásios, tufos e brechas vulcânicas. É uma formação mista de rochas vulcânicas intrusivas e sedimentares.

1.4.3 Geologia estrutural e estratigráfica da bacia de Cumuruxatiba

A coluna estratigráfica é semelhante à das outras bacias da margem leste brasileira, com sedimentos lacustres da fase Rift cobertos pelas rochas evaporíticas do Aptiano e pelas rochas de margem passiva da fase de oceano aberto. Ressalte-se a não ocorrência de rochas representativas da sedimentação clástica-evaporítica, jurássica, da depressão Afro-brasileira, que aparentemente não atingiu esta área; a presença de imensos derrames basálticos (neocretácio a Terciário) na área submersa formando os altos vulcânicos de Royal Charlotte e Abrolhos; e, finalmente, a grande quantidade de evaporitos do Aptiano responsáveis pelo desenvolvimento de diversas províncias de domos de sal.

O arcabouço estrutural da bacia é composto por cinco compartimentos identificados em uma análise regional de sua porção marítima, com base em dados de sísmica de reflexão e poços (SANTOS & GONTIJO, 1992), a saber: Embasamento Raso, Patamar da Anidrita, Degrau Interno, Baixo Sul e Baixo Norte. Os limites destes compartimentos são formados por falhamentos associados a linhas de charneira que serviram para a deposição das seções sedimentares encontradas (SANTOS & GONTIJO, 1992).

A região do embasamento raso situa-se na parte terrestre e na porção marinha próxima à costa, encontrando-se intensamente estruturada, de acordo com a análise de linhas sísmicas situadas sobre este compartimento. O embasamento é recoberto por sedimentos terciários, com espessuras não superiores a 1.000 m (SANTOS & GONTIJO, 1992).

O patamar da Anidrita situa-se na porção centro-oeste da bacia, caracterizando-se por uma feição homoclinal, com mergulho suave para leste, onde a espessura sedimentar varia de 750 m a 1.900 m. É identificado sismicamente através de um refletor de baixa frequência, alta amplitude e boa continuidade lateral. Registra a presença de seção Aptiana, onde ocorrem *onlaps* dos sedimentos proximais albo-cenomanianos (SANTOS & GONTIJO, 1992).

Em direção às porções mais profundas da bacia, encontra-se a região do Degrau Interno, que, em relação ao embasamento raso e ao patamar da Anidrita, se caracteriza por um bloco abatido por falha normal em direção ao depocentro da bacia. A tectônica dominante está representada por uma série de falhamentos escalonados ancorados no embasamento em profundidades entre 2.200 a 4.200 m, e apresenta raros falhamentos lístricos, estando bem evidentes os lineamentos

transversais provenientes de reativações de estruturas Brasileiras (falha de Porto Seguro e falha de Itaquerana). Nesta porção da bacia, desenvolveu-se uma expressiva plataforma carbonática albiense (SANTOS & GONTIJO, 1992).

Nas porções mais distais encontram-se os baixos Sul e Norte, onde a coluna estratigráfica é a mais completa da bacia, chegando a 10.000 m de espessura sedimentar (de acordo com estimativas feitas a partir de seções sísmicas). A área do Baixo Sul é rica em estruturas originadas por halocinese, devido ao basculamento da bacia, originando uma série de domos de sal. Também é reportada a existência de argilocinese, provocada pela sobrecarga de derrames vulcânicos da Formação Abrolhos sobre pelitos da Formação Urucutuca (SANTOS & GONTIJO, 1992). O lineamento que limita a oeste este baixo com o Degrau Interno atuou como charneira para os sedimentos depositados entre o Aptiano e o Maastrichtiano (SANTOS & GONTIJO, 1992).

De grande importância é a ocorrência de uma falha transcorrente que corta a bacia na direção NW-SE, denominada Faixa de Cisalhamento ou falha de Porto Seguro, apresentando largura variando de 5 a 9 km. Esta falha separa o baixo Norte do baixo Sul, sendo bem correlacionada em terra com a faixa de cisalhamento que separa o Cráton do São Francisco do Cinturão de Dobramentos Araçuaí (Idade Brasileira). A expressão sísmica desta falha mostra que, desde o embasamento, sedimentos de idade albiense-cenomaniana ou até mesmo do Terciário inferior são afetados. Possui ainda uma configuração de flor positiva, o que denota a ocorrência de possíveis esforços transpressivos durante a evolução da bacia (SANTOS & GONTIJO, 1992). É comum na margem continental leste brasileira a presença de lineamentos com características e direção NW-SE, como, por exemplo, os lineamentos de Cabo Frio e Colatina. Alguns dos campos gigantes de petróleo da

bacia de Campos podem estar associados a lineamentos desta natureza, o que torna sua presença de grande importância exploratória.

A falha de Itaquena, também observada na porção *offshore*, apresenta praticamente a mesma direção da falha de Porto Seguro e aparece nos mapas gravimétricos como um alinhamento bastante evidente, de acordo com SANTOS & GONTIJO (1992). SANTOS & GONTIJO, 1992 dizem ainda que deslocamentos mapeados através de altos gravimétricos na região marinha podem ser resultado de esforços tangenciais sinistrais que atuaram ao longo desta falha.

A deformação dos sedimentos da fase Rifte, pouco definida sismicamente, é representada por blocos falhados (*horsts* e grábens). Já nas fases evaporítica e marinha, a estruturação sofre influência da tectônica gravitacional, associada ao fluxo de sal, causando falhamentos lístricos e *rollovers* associados.

À semelhança de outras bacias da margem leste brasileira, a evolução tectono-sedimentar da bacia de Cumuruxatiba contempla três fases distintas (Figura 13 e Figura 14). A nomenclatura utilizada nas unidades estratigráficas obedece às definições anteriormente feitas por ASMUS *et al.* (1971), além da inserção do Grupo Cumuruxatiba por SANTOS & GONTIJO (1992), referente a uma seção clástica eocretácea ainda não constatada nas bacias adjacentes.

A fase Rifte (neocomiano – eoaptiano) é composta pelo Grupo Cumuruxatiba e parte do Grupo Nativo, onde o primeiro foi proposto para designar rochas estratigraficamente abaixo da Formação Cricaré, constatadas por SANTOS *et al.* (1994) em quatro poços na parte norte da bacia. A idade atribuída a estes sedimentos foi Rio da Serra, com base em datações bioestratigráficas de

ostracodes e palinomorfos. E, por razão da falta de conteúdo fossilífero, esta Formação não pô-

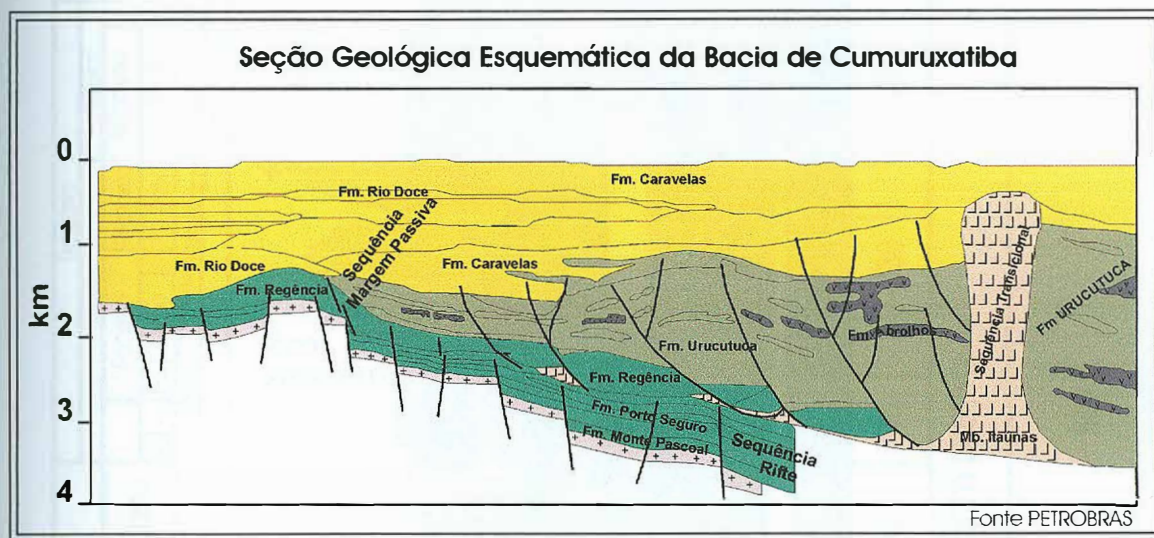
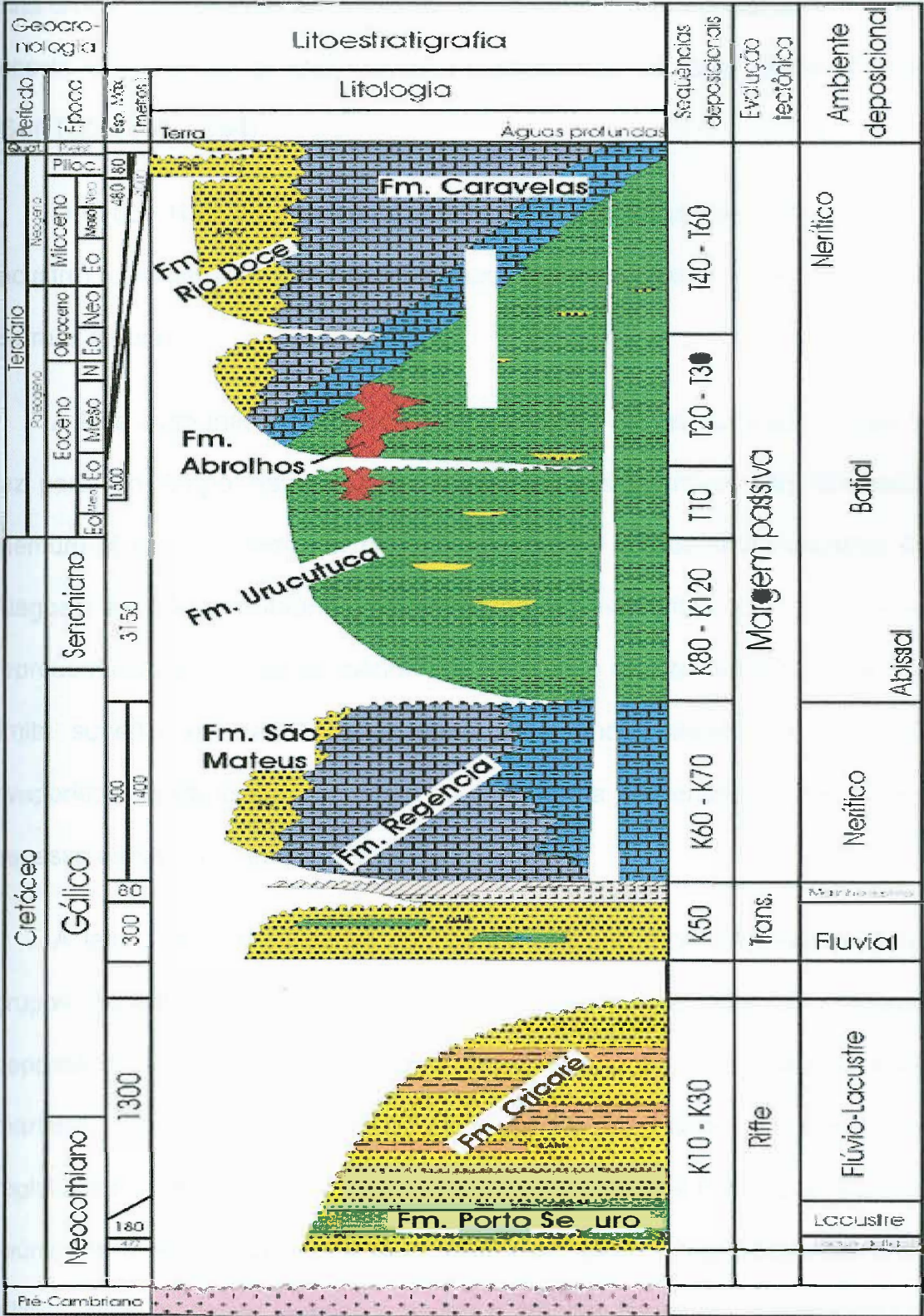


Figura 13: Seção geológica esquemática da bacia de Cumuruxatiba. (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.brasil-rounds.gov.br/geral/ATIV_secoes_e_cartas_R9.asp).

de ser correlacionada com o Andar Dom João das bacias do Recôncavo e Camamu-Almada (SANTOS *et al.*, 1994).

O Grupo Cumuruxatiba é composto pela Formação Monte Pascoal (ambiente siliciclástico fan-deltaico), constituída essencialmente por arcóseo médio a conglomerático branco e cinza. Intercalados aos arenitos, ocorrem delgados níveis de folhelho cinza-escuro e preto e de conglomerado vermelho, com matriz arenosa muito fina. O contato inferior desta formação é discordante sobre o embasamento e o contato superior é concordante com a Formação Porto Seguro (lacustre), que se caracteriza por um pacote de folhelho cinza escuro a preto. Os contatos da Formação Porto Seguro, tanto superior (Formação Cricaré) quanto inferior (Formação Monte Pascoal), são aparentemente concordantes.



Modificado de Boletim de Geociências da Petrobras, no. 1, vol. 8, 1994.

Figura 14: Carta estratigráfica da bacia de Cumuruxatiba. (Fonte: Boletim de Geociências da Petrobras, numero 1, volume 8, 1994).

Esta unidade representa a deposição de um lago de água doce/salobra e apresenta fósseis de ostracodes, que permitiram conferir a ela uma idade Rio da Serra (SANTOS *et al.*, 1994).

O Grupo Nativo pertencente à fase Rifte e inclui a Formação Cricaré (fluvio-lacustre), caracterizada por clásticos grosseiros depositados entre as idades Rio da Serra e Jequiá.

A fase evaporítica (Aptiano) é composta pela Formação Mariricu, que também faz parte do Grupo Nativo. Nesta Formação dois Membros são diferenciados: o Membro Mucuri, formado por clásticos grosseiros e finos flúvio-lacustres de idade Alagoas, e o Membro Itaúnas, caracterizado por evaporitos com idade neoalagoas, representando um ambiente marinho de circulação restrita (SANTOS *et al.*, 1994). O limite superior da seqüência é uma discordância situada no topo da seção evaporítica, evidenciada por *onlap* da plataforma carbonática albiana sobre uma espessa camada de anidrita (GONTIJO, 1996).

A fase Drifte ou de deriva continental (Albiano recente) é composta por dois grupos: Barra Nova e Espírito Santo. O Grupo Barra Nova (Albiano – Cenomaniano), depositado em ambiente nerítico, inclui a Formação São Mateus (siliciclástico marinho), representada por clásticos grosseiros depositados em leques deltaicos, registrando o início da fase transgressiva, e também a Formação Regência, que reúne carbonatos de alta e baixa energia. Esse pacote é recoberto por sedimentos siliciclásticos marinhos (espessos pelitos e arenitos finos), neocretáceos e terciários, depositados em ambiente de água profunda, da Formação Urucutuca, já pertencente ao Grupo Espírito Santo. Além desta formação, o Grupo Espírito Santo compreende duas outras: Formação Rio Doce, apresentando arenitos grosseiros de

leques costeiros terciários, e Formação Caravelas, com carbonatos terciários neríticos de alta e baixa energia. Na parte terrestre da bacia, a Formação Barreiras é constituída por cobertura clástica neoceno-zóica. O limite inferior das formações Rio Doce e Caravelas (discordância erosiva) marca a passagem entre a fase marinha transgressiva e a fase marinha regressiva na bacia.

Durante o Paleoceno/Eoceno, a bacia foi palco de intensa atividade tectônica e vulcânica, com uma associação litológica complexa, englobando rochas ígneo-básicas (composição toleítica a alcalina, conforme, MIZUSAKI, 1994). As datações realizadas em amostras destas rochas, utilizando o método K/Ar, compreendem o intervalo entre 37 e 59 Ma, interpretado como o período de maior atividade vulcânica reconhecida na região do Complexo de Abrolhos e áreas adjacentes (MIZUSAKI, 1994). Este vulcanismo alterna períodos de atividade subaquosa com períodos de vulcanismo subaéreo, possuindo maior ou menor intercalação com sedimentos siliciclásticos da Formação Abrolhos. São reportadas reativações de falhas normais e inversas, devido à sobrecarga deste complexo vulcânico.

GONTIJO, 1996 propõe um modelo cinemático no qual o tectonismo eocênico foi atribuído a esforços compressivos entre a cadeia meso-oceânica e a subducção andina. Segundo esta hipótese, lineamentos do embasamento proterozóico de direção ENE foram reativados, originando feições transtensivas e transpressivas, potencialmente formadoras de bacias sedimentares do tipo Rife intracontinentais, tais como Resende, Taubaté e São Paulo, e possivelmente causadoras do surgimento das serras do Mar e da Mantiqueira. O caráter transtensivo desta reativação contribuiu para a formação de dutos para o magmatismo de Abrolhos (GONTIJO, 1996).

Foram identificadas na carta estratigráfica da bacia de Cumuruxatiba as cinco megassequências revisadas por HUNG *et al.* (1990b). A sequência sinrifte I não foi identificada em razão da ausência de conteúdo fossilífero que a caracterizasse como tendo idade Dom João.

A bacia sedimentar de Cumuruxatiba está associada a quatro tipos de plays: Turbiditos da Formação Urucutuca de idade Terciário de águas rasas ou profundas em calhas deposicionais ou flanco de sal; Turbiditos da Formação Urucutuca de idade neocretáceo com batimetria superior a 100 metros, com estruturas associada a halocinese; Reservatório do Grupo Barra Nova (Arenitos da Formação São Mateus e calcarenito da Formação Regência) de idade Albiano-Cenomaniano com estruturas formadas por falhas lítricas associadas à halocinese; arenitos da Formação Cricaré do Rifte em trapas estruturais.

Sistema petrolífero

A Bacia de Cumuruxatiba possui acumulações de óleo e gás provenientes de dois sistemas petrolíferos distintos: Cricaré – Cricaré (!) e Regência – Urucutuca (!).

Sistema Petrolífero Cricaré – Cricaré (!)

O sistema Cricaré – Cricaré (!) inclui os folhelhos de idade Neocomiana da Formação Cricaré como rocha geradora, depositados em ambiente lacustre, e os arenitos fluviolacustres da mesma Formação Cricaré como reservatório (Figura 15).

Uma ocorrência de óleo relacionada a este sistema petrolífero está representada pelo poço 1-BAS-48 (subcomercial). Segundo os estudos realizados até o momento, este sistema petrolífero parece estar restrito à parte norte da bacia.

Rocha Geradora e Ocorrências de Hidrocarbonetos

A rocha geradora associada à Formação Cricaré é representada por um pacote espesso, chegando até 500 metros, de folhelhos escuros com alto teor de COT (Carbono Orgânico Total), variando, na maioria das vezes, de 2% a 6%, e com índices de hidrogênio de até 900 mgHC/gCOT. Dados de petrografia orgânica revelaram o domínio de matéria orgânica amorfa, que, juntamente com o índice de hidrogênio, indicam que esta rocha geradora é composta por querogênio Tipo I (GLAGLIANONE *et al.*, 1987). Esta rocha geradora somente foi amostrada, com espessura significativa, por poucos poços na parte norte da bacia (e.g., 1- BAS-18A).

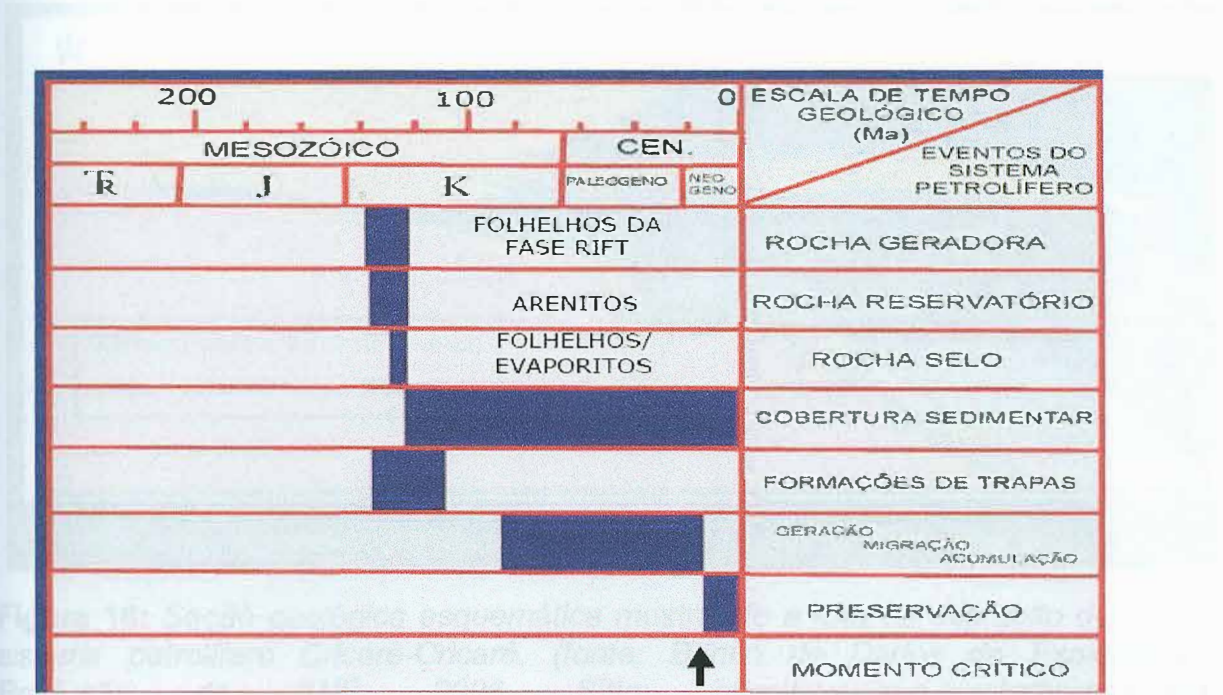


Figura 15: Carta do sistema petrolífero Cricaré-Cricaré. (Fonte: ANP (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDF

GLAGLIANONE *et al.* (1987) caracterizaram a acumulação do 1-BAS-48 como um óleo com alto conteúdo de saturados (65%) e grau API 29°. Esta configuração geoquímica mostra uma boa correlação com os extratos orgânicos dos folhelhos lacustrinos da Formação Cricaré. Estes dados, corroborados com parâmetros de maturidade de biomarcadores, mostram um grau de evolução térmica moderado.

Rocha Reservatório, Selo e Trapa

Os reservatórios relacionados a esta acumulação são os arenitos fluviais neocomianos da Formação Cricaré. O mecanismo de trapeamento é essencialmente estrutural, associada a falhas normais com blocos escalonados e anticlinais formados por compactação diferencial, e as rochas selantes são os folhelhos lacustrinos pertencentes a esta mesma formação (Figura 16).

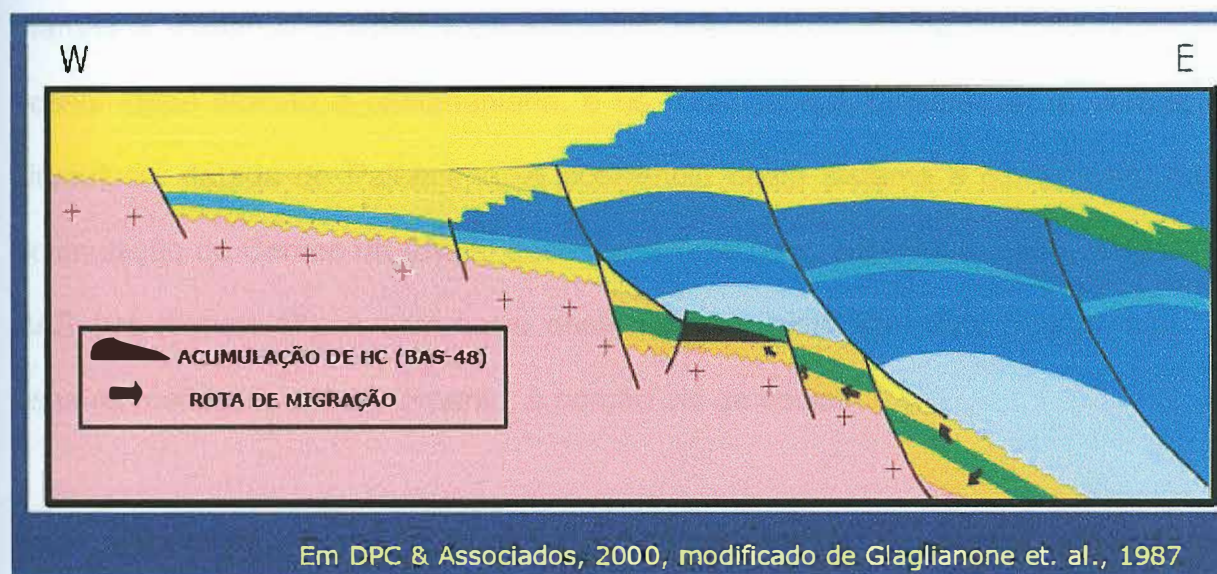


Figura 16: Seção geológica esquemática mostrando a rota de migração do óleo do sistema petrolífero Cricaré-Cricaré. (fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, 2006. Sítio: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDFe_cartas_R9.asp)

Geração e Migração

A integração de dados de reflectância de vitrinita provindas de diversos poços (GLAGLIANONE *et al.*, 1987) indica que o topo da janela de óleo na Bacia de Cumuruxatiba varia de 1.500 metros, perto da linha de charneira cretácea, até mais de 3000 metros, na parte oceânica distal. Com isto, na parte norte da bacia, as rochas geradoras atingiram o estágio de evolução termal maduro (porção distal da plataforma), enquanto, na parte centro-sul, estas rochas estão bastante soterradas e provavelmente atingiram o estado sobrematuro. A migração deve ter sido facilitada por contatos laterais e através de falhas Riftes.

Sistema Petrolífero Regência – Urucutuca (!)

O sistema Regência – Urucutuca (!) inclui as rochas geradoras formadas por margas e folhelhos calcíferos de ambiente marinho da Formação Regência, que possui idade albiana a cenomaniana, e os reservatórios turbidíticos da Formação Urucutuca, datada do Paleoceno. A ocorrência deste sistema é comprovada pela acumulação do Campo de Arraia, descoberto pelo poço 1-BAS-11, e pela área do 1-BAS-104 (Figura 17). A ocorrência deste sistema petrolífero está restrita, com os estudos realizados até o momento, à porção sul da bacia.

Rochas Geradoras

As rochas geradoras mais importantes, em termos de volume gerado, são as margas e folhelhos calcíferos de ambiente marinho da Formação Regência, de

idade Albiana a Cenomaniana, as quais possuem COT médio ao redor de 1%, com valores máximos em 4%, predominantemente do tipo II.

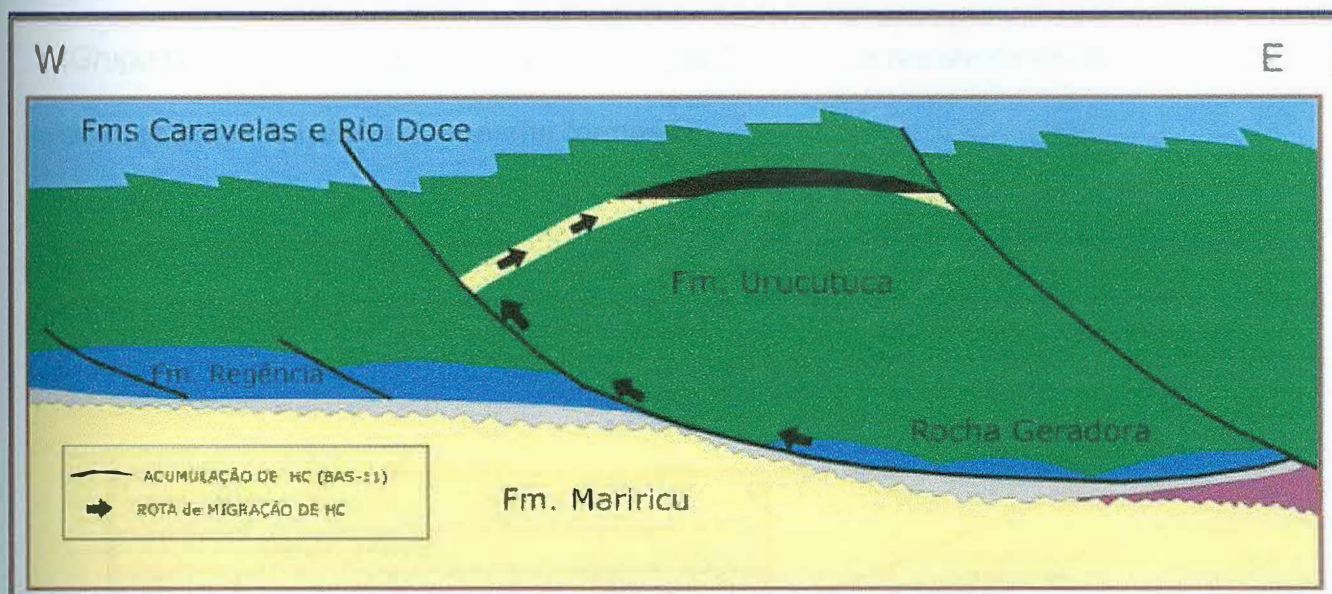


Figura 17: Seção geológica esquemática mostrando a rota de migração do óleo do sistema petrolífero Regência-Urucutuca. (Fonte: Site: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDF).

Rocha Reservatório, Selo e Trapa

Os principais reservatórios deste sistema petrolífero são os turbiditos da Formação Urucutuca (fase Drifte) com porosidade variando de 20 a 25 % e permeabilidade de 10 a 200 mD, depositados desde o neocretáceo até o mesoterciário (Figura 18). Os selos para os reservatórios da Formação Urucutuca são os próprios folhelhos desta formação intercalados aos arenitos turbidíticos. Na acumulação do Campo de Arraia, os hidrocarbonetos são trapeados essencialmente por mecanismos estruturais (halocinese e fechamento associado às falhas lítricas), mas também podem estar associados ao mecanismo estratigráfico (*pinch out* contra flanco de domo de sal e preenchimento de canais e lobos turbidíticos).

Além destes, os arenitos das formações Mariricu e Cricaré (Aptiano) são também considerados objetivos exploratórios. Constituem reservatórios secundários os arenitos da Formação São Mateus e os calcarenitos da Formação Regência (Grupo Barra Nova – Albiano). Na Formação Cricaré, os reservatórios arenosos são selados pelos folhelhos da mesma formação.

A geração e a migração deste sistema petrolífero são análogas ao sistema Cricaré – Cricaré (!).

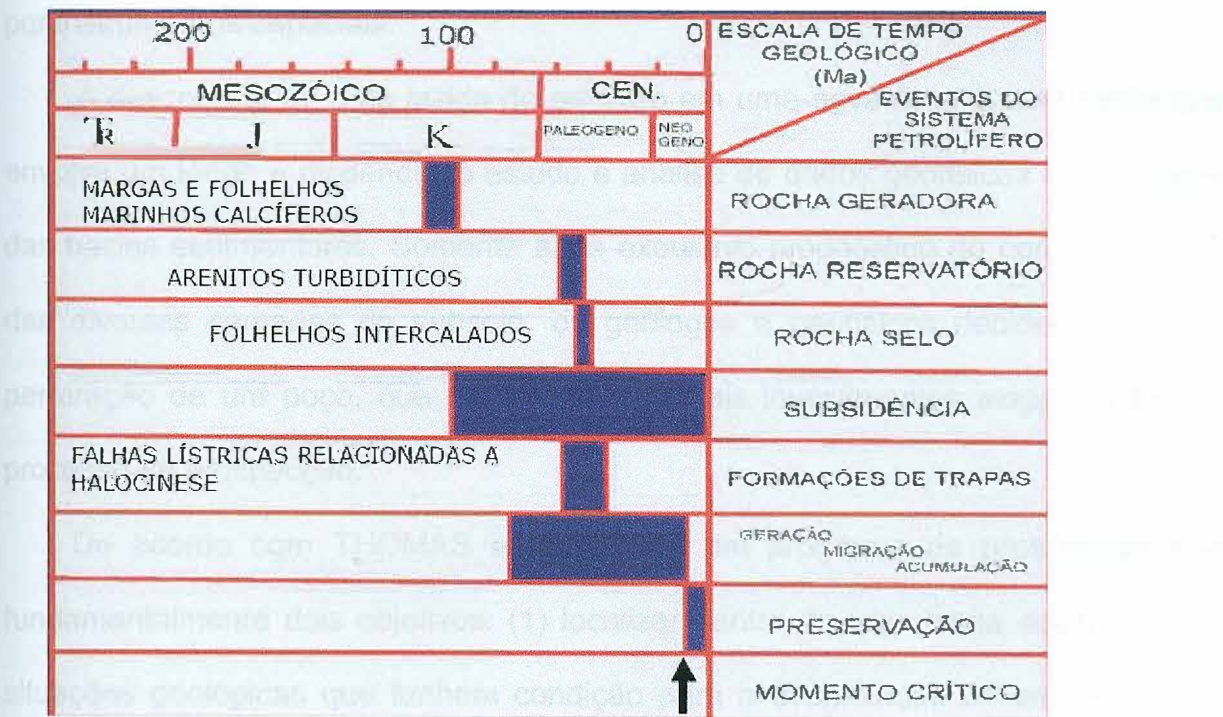


Figura 18: Carta do sistema petrolífero Regência-Urucutuca. (Fonte: Sítio: http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Cumuruxatiba_port.PDF)

2 MÉTODO SÍSMICO

2.1 Princípio sísmico

A geofísica é o estudo da terra usando medidas de suas propriedades físicas. Com o objetivo de obter informações sobre a estrutura e composição das rochas em subsuperfície os geofísicos adquirem, processam e interpretam os dados coletados por instrumentos especiais.

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que mais investimentos exige em todo o processo de prospecção.

De acordo com THOMAS *et al.* (2004) um programa de prospecção visa fundamentalmente dois objetivos: (1) localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para a acumulação de petróleo; e (2) verificar qual, dentre estas situações, possui maior probabilidade de conter petróleo. Não se pode prever, portanto, onde existe hidrocarboneto, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência. A identificação de uma área propícia à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar este local favorável.

A primeira etapa de um programa exploratório é a realização de um estudo geológico com o propósito de reconstituir os requisitos de formação e acumulação

de hidrocarbonetos em uma determinada região. As condições de um sistema petrolífero incluem todos os seus elementos essenciais (rocha geradora, rocha reservatório, rocha selo e rochas de sobrecarga) e processos (formação da trapa, geração, migração e acumulação) necessários para que exista a acumulação de petróleo. Deve haver um sincronismo na ocorrência dos processos. As investigações de um sistema petrolífero envolvem a identificação dos fluidos do sistema e das rochas sedimentares que estão relacionadas a estes.

2.1.1 Teoria de elasticidade e propagação das ondas sísmicas.

A teoria da elasticidade descreve as relações existentes entre forças aplicadas a um corpo e as mudanças de forma e tamanho causadas (FILPO, 2006). Estas relações são convenientemente descritas através dos conceitos de tensão (*stress*) e deformação (*strain*) (TELFORD *et al.*, 1990). Grande variedade de rochas podem ser consideradas perfeitamente elásticas quando sofrem pequenas alterações de forma ou tamanho, pois, retornam ao estado inicial após a retirada do agente causador de deformações. Nesses meios elásticos, as deformações locais são linearmente relacionadas com as tensões aplicadas, através da lei de Hooke. Em linhas gerais, essa lei estabelece que tensões e deformações organizam-se em tensores de segunda ordem, que se diferenciam pela direção e face onde agem, e são relacionados através de relações lineares definidas por coeficientes que dependem das características do meio. Esses coeficientes, por sua vez estão agrupados em um tensor de quarta ordem, perfazendo um total de 81 elementos, que, devido a algumas condições de simetria entre os tensores de tensão, deformação e dele próprio, são reduzidos para, no máximo, 21 (MENDES, 2003).

A configuração do tensor de rigidez elástica, isto é, o número de parâmetros independentes e o número de parâmetros não nulos desse tensor, é responsável por estabelecer a simetria do meio. De acordo com MENDES (2003) esse conceito define a dependência das propriedades elastodinâmicas do meio com a direção de propagação. A maior parte dos modelos utilizados em geofísica para propagar ondas sísmicas assumem que os meios são isotrópicos, isto é, suas propriedades são as mesmas em todas as direções medidas. Já a anisotropia caracteriza-se por definir planos e eixos de simetria em torno dos quais, estabelece-se variações direcionais de caráter distintos para as propriedades elastodinâmicas. Sua presença torna o estudo físico-matemático de meios elásticos consideravelmente mais complexo, pois, introduz conceitos antes inobservados. Vários tipos de anisotropia são usualmente pequenos. As exceções fazem uso da isotropia transversa por causa do acamadamento e fraturamento das rochas.

O movimento da onda no regime de pequena deformação e pequeno deslocamento pode ser analisado fazendo uma analogia com o movimento de contração e extensão de uma mola de comportamento linear. Quando um meio elástico sofre deformação uma quantidade de energia potencial é armazenada no meio, esta energia é intimamente relacionada à propagação da onda elástica. A característica mais importante de qualquer onda é a energia associada com o movimento do meio quando a onda passa através dele. Em síntese: ondas são distúrbios que viajam através do meio, sem, entretanto, a transferência de matéria.

O método sísmico utiliza a propagação de onda através da terra e esta depende dos parâmetros elásticos das rochas que por sua vez interferem na velocidade da onda sísmica.

Os conceitos de frente de onda e trajetória do raio são introduzidos pelo princípio de Huygens.

Dois tipos de ondas são importantes no levantamento sísmico: as ondas compressivas (onda P) e as ondas cisalhantes (onda S). No caso de aquisição terrestre as ondas superficiais também são avaliadas, são as ondas Rayleigh que causam o ruído de *ground-roll*. Os geofísicos devem entender, através da teoria da elasticidade (TELFORD *et al.*, 1990), como essas ondas viajam na terra para tirar algumas informações importantes destas. A Figura 19 mostra exemplos de alguns tiros de dado sísmico terrestre com *ground-roll*. A alta amplitude do *ground-roll* mascara os eventos de interesse.

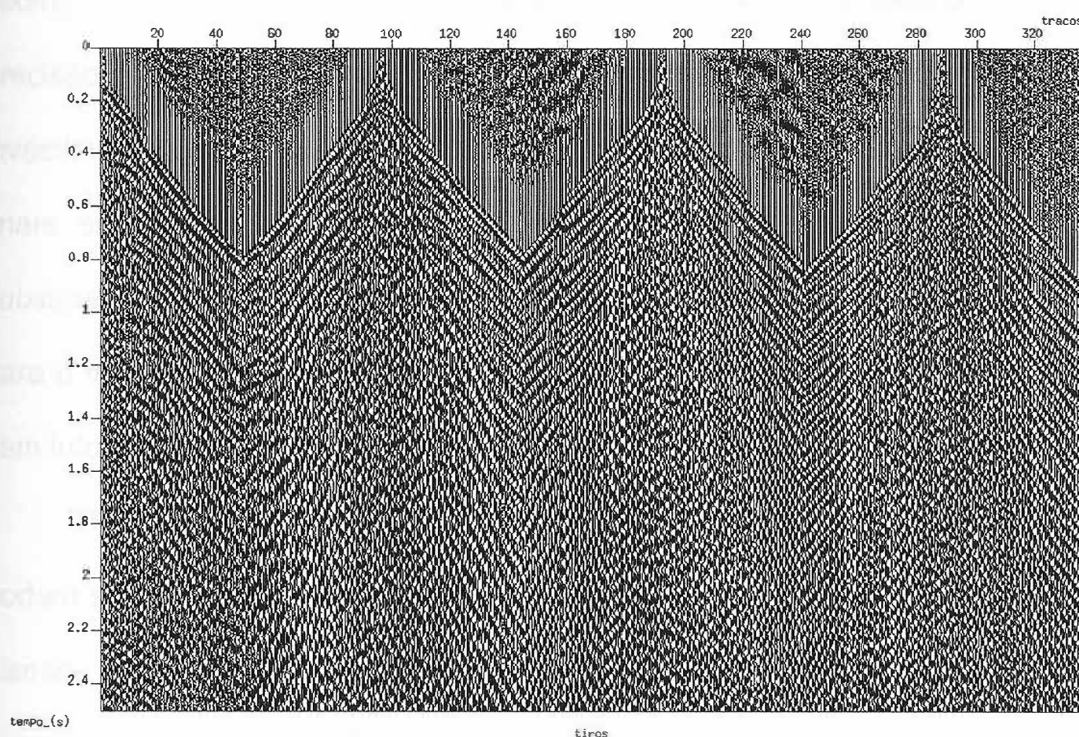


Figura 19: Tiros de dado sísmico terrestre com *ground-roll*.

2.1.2 Sísmica de reflexão

O método sísmico é aplicado para delinear as interfaces em subsuperfície. É muito importante na exploração de hidrocarbonetos e pode ser aplicado na investigação da estrutura da crosta da terra e no estudo de terremotos. Os geofísicos, em sismologia estudam como as ondas sísmicas se propagam em subsuperfície. Estas informações são utilizadas para deduzir informações sobre as propriedades das rochas em subsuperfície.

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, pois fornece boa definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos, razoável precisão e grande penetração, a um custo relativamente baixo. Mais de 90% dos investimentos em prospecção são aplicados em sísmica de reflexão. Os produtos finais são, entre outros, imagens das estruturas e camadas geológicas em subsuperfície, apresentadas sob as mais diversas formas, que são disponibilizadas para o trabalho dos intérpretes. A locação de poços exploratórios raramente é feita sem informação sísmica.

O levantamento sísmico inicia-se com a geração das ondas sísmicas, que podem ser acústicas ou elásticas, através de fontes artificiais. As fontes de energia sísmica mais utilizadas são a dinamite e o vibrador em terra, e canhões de ar comprimido (*airgun*) em levantamentos marítimos. Cada uma destas fontes emite um pulso característico conhecido como assinatura da fonte, que se propaga em todas as direções pelo interior da terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições petrofísicas, e retornam à

superfície, quando captadas por geofones (pulsos eletromagnéticos) se for em terra e hidrofone (pulsos de pressão) se for em água.

Na prospecção sísmica usada para exploração de petróleo, a energia da fonte, assim como, a distância entre a fonte e os receptores e distância entre receptores, são controladas. O objetivo deste controle é fazer uma cobertura contínua da área em estudo. Os dados são gravados em fitas magnéticas e processados computacionalmente para aumentar a razão sinal/ruído e extrair as informações significantes como interfaces de contato gás/óleo e óleo/água. Assim como estruturas que podem ser armadilhas de hidrocarbonetos.

Um dos fatores importantes na propagação de uma onda sísmica é a velocidade, que é função da densidade e das constantes elásticas do meio. Conseqüentemente, depende da constituição mineralógica da rocha, grau de cimentação, estágios de compactação, porosidade, conteúdo e saturação de fluidos, além de outros fatores como temperatura e presença de microfraturas. Esta velocidade de propagação é extremamente importante no processamento de dados que tem como objetivo produzir imagens da subsuperfície com a máxima fidelidade possível, atenuando as várias distorções presentes no método. Geólogos e geofísicos interpretam estas imagens na busca de situações mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos.

O processamento convencional do dado sísmico de reflexão reproduz a imagem da terra representada por uma seção sísmica que pode ser mostrada em tempo ou em profundidade.

Outra característica da sísmica é a gravação em ponto médio comum (CMP), é a técnica de aquisição de dados sísmicos mais utilizadas, nesta, os traços com o mesmo ponto médio entre fonte e receptor são agrupados. A qualidade do sinal

sísmico é melhorada à medida que aumenta a multiplicidade dos eventos registrados, provendo melhor redundância.

A técnica básica na exploração sísmica consiste na geração de onda sísmica e medir o tempo de trânsito da onda da fonte-interface-receptor, para isso é utilizado um arranjo de receptores ao longo de uma linha. A onda gerada que inicialmente viaja para baixo, quando encontra duas camadas com impedâncias diferentes, parte da energia é refletida e a outra parte é transmitida. Com o conhecimento do tempo de trânsito e a velocidade da onda, pode-se reconstituir a trajetória da onda sísmica, com isso constrói-se a imagem em subsuperfície. A informação estrutural é proveniente da trajetória da onda direta e da onda refratada, sendo esta última a que viaja entre as interfaces de duas camadas de rochas. Segundo TELFORD *et al.* (1990) o objetivo da exploração sísmica é deduzir informações da rocha observando o tempo de chegada, amplitude, frequência, fase e forma da onda.

Apesar de ser um método indireto, o resultado sísmico tem como objetivo indicar diretamente a localização da existência de petróleo através do mapeamento geológico e determinação de estruturas capazes de armazenarem hidrocarbonetos.

Atualmente, os levantamentos são realizados em 3 dimensões tanto em terra como em mar, com isso tem-se um volume de dados a ser processado e interpretado. Mas isto é assunto do próximo item.

2.2 Aquisição

Atualmente, a aquisição sísmica é realizada em 3 dimensões (3D). Requer uma maior quantidade de equipamentos, uma maior quantidade de pessoal para operá-los resultando numa melhor prospecção da subsuperfície e proporcionando facilidade na interpretação. Devido ao grande volume de dados adquiridos, o processamento destes dados requer computadores e algoritmos mais eficientes para processá-los. Entretanto, com a grande vantagem de reduzir as ambigüidades presentes no levantamento 2D uma vez que as feições geológicas em subsuperfície são 3D.

No Brasil, a maioria da aquisição sísmica realizada é marítima visto que os grandes campos de petróleo estão localizados *offshore*. Isto implica que, a onda sísmica registrada é compressional (onda P) uma vez que é captada por hidrofone, conseqüentemente não é muito comum trabalhar com ondas cisalhantes (onda S) em sísmica visto ser necessário colocar o receptor no fundo do mar, o que onera bastante o custo de aquisição. A vantagem de trabalhar com as ondas S é que obtém-se informações adicionais baseadas nos parâmetros elásticos pois a razão entre as velocidades de ondas P e S varia com a litologia e os tipos de fluidos nos poros. Neste caso é necessário fazer aquisição 3C, sísmica de 3 componentes, a qual permite analisar aspectos de anisotropia nos dados registrados.

O arranjo geométrico na aquisição marítima é do tipo *end-on*, ou seja, a fonte fica numa das extremidades da linha de hidrofones. São usados arranjos de *airgun* com o intuito de minimizar o efeito bolha. Já a aquisição terrestre o arranjo pode ser *end-on* ou *split-spread* (fonte no meio da linha de geofones).

Os canais de recepção encontram-se equidistantes (20 a 50 metros), de modo que o canal mais afastado muitas vezes encontra-se a vários quilômetros de distância da fonte de perturbação, ou ponto de tiro. Todo o conjunto fonte/receptor tem seu posicionamento dinâmico definido por levantamentos topográficos em terra e por radio-posicionamento e satélites no mar. A aquisição de dados sísmicos de reflexão leva em consideração uma série de parâmetros que visam à obtenção de imagens de boa qualidade da subsuperfície. A seleção dos parâmetros de campo depende dos objetivos geológicos e dos ruídos da área.

A estratégia do processamento de dado sísmico e resultados são fortemente afetados pelos parâmetros de aquisição de campo. As condições de superfície têm um impacto significativo na qualidade de dados coletados no campo, podendo gerar baixa razão sinal/ruído devido ao espalhamento de energia e absorção.

Durante a aquisição, o dado sofre um pré-processamento antes de ser enviado para o processamento. Faz parte do pré-processamento a demultiplexação, a reformatação, a edição de traços, a correção de espalhamento geométrico, a geometria e a correção estática do dado, descrita num item à parte. Podem-se também corrigir os efeitos de divergência esférica e absorção.

A demultiplexação consiste em converter o dado para o formato compatível utilizado no processamento sísmico. Em geral, as indústrias de petróleo usam o formato SEG-Y ou SEG-D, estabelecido pela *Society of Exploration Geophysicists* (SEG). Como o dado é registrado pelos receptores simultaneamente em um modo denominado multiplexado, faz parte da demultiplexação a reorganização, de forma que cada traço dos sismogramas contenha informações (amostras) correspondentes a um único receptor.

A etapa de edição envolve uma visualização prévia dos sismogramas de tiro. É necessário fazer a edição de traços para eliminar os traços ruidosos, de modo que os mesmos não venham comprometer diretamente a qualidade dos resultados, e corrigir a polaridade reversa. Em geral, a edição de dados sísmicos marinhos é menos dispendiosa que em dados sísmicos terrestres, pois normalmente apresentam uma melhor qualidade dos traços. Os principais traços editados num sismograma são os traços com baixíssima razão sinal/ruído; sem sinal, devido a problemas nos receptores; contaminados pelo ruído transiente e traços com ruído aleatório relacionado ao mau acoplamento dos geofones. Nesta etapa o geofísico deve ter o máximo cuidado, para que não haja perda de informação em virtude de uma eliminação equivocada. A Figura 20 ilustra a edição dos traços contaminados por ruído aleatórios, alta frequência e com anomalias de amplitude.

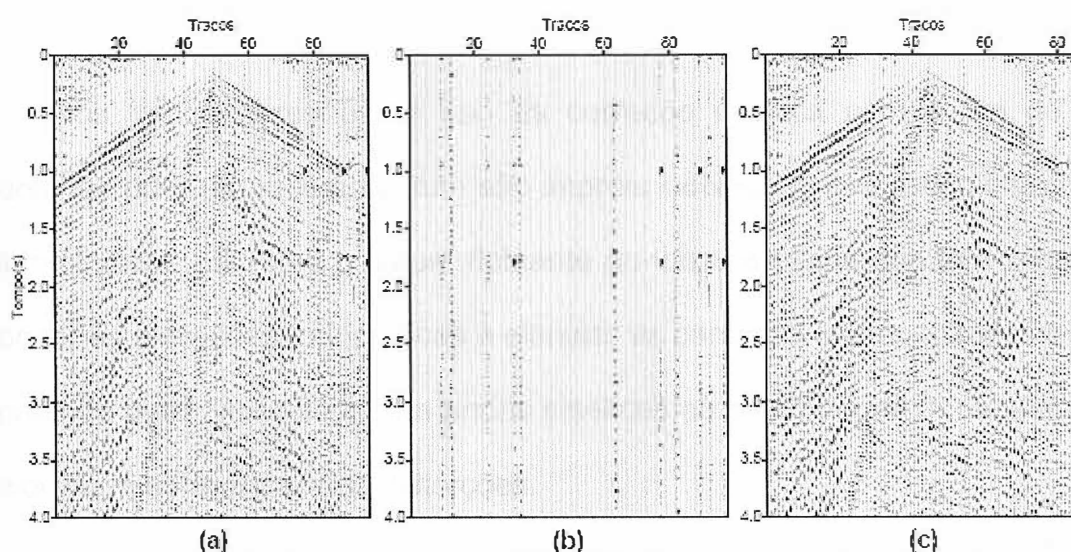


Figura 20: Edição de tiro: (a) sismograma original, (b) traços editados e (c) sismograma após a edição. (SILVA, 2004)

A aplicação de ganho pode ser realizada para corrigir os efeitos causados pelo espalhamento geométrico e serve também para compensar as perdas por atenuação. Durante o processamento, o ganho aplicado deve ser feito de forma

muito criteriosa para não atrapalhar a análise de AVO (Amplitude Versus *Offset*) na interpretação

A etapa da geometria é crucial no pré-processamento, pois um erro na sua montagem irá comprometer as demais etapas, causando um erro em cascata. Para a correta montagem da geometria é imprescindível o entendimento do tipo de levantamento e arranjos utilizados na aquisição dos dados. Os arranjos de geofones e fontes têm como principal função amostrar bem o dado, e secundariamente atenuar ruídos. O objetivo da geometria é assinalar em cada traço sísmico às coordenadas de ponto de tiro, receptor, do ponto médio comum (CMP) e seu *offset* correspondente. Todas as informações definidas e calculadas são gravadas no *header* de cada traço.

2.2.1 Correção estática

Nos dados terrestres, o uso da correção estática com o fim de levar os geofones para um mesmo datum são imprescindíveis no processamento de dados. Normalmente, utiliza-se o datum flutuante ao longo da linha que tem como objetivo corrigir as elevações topográficas e eliminar as camadas intemperizadas que são as zonas de baixa velocidade. As ondas elásticas ao se propagarem na zona de baixa velocidade sofrem grandes distorções.

A correção estática segue as seguintes etapas (VINCENTINI *et al.*, 2006):

- 1- Determinar as primeiras quebras no registro de campo;
- 2- Assumir o valor da velocidade de intemperismo;
- 3- Para uma fonte enterrada, fazer a correção até a superfície;

4- Computar a velocidade do substrato e os tempos de intersecção de todas as estações de fonte e receptores;

5- De posse das informações acima, calcular a profundidade do substrato em relação às estações;

6- Aplicar as correções para substituir a velocidade de intemperismo pela do substrato, colocando fontes e receptores em um datum flutuante;

7- Reorganizar os dados para CMP (ponto médio comum), após aplicar deconvolução;

8- Fazer uma análise de velocidade preliminar e aplicar NMO (*Normal MoveOut*);

9- Aplicar correções de datum para levar fontes e receptores para o datum final plano;

10- Estimar as correções consistentes em superfície;

11- Aplicar as correções estáticas residuais para os grupos CMP's;

12- Mover de volta os dados para o datum flutuante;

13- Aplicar uma correção inversa de NMO, usando as velocidades anteriormente definidas;

14- Fazer nova análise de velocidade e aplicar o NMO;

15- Aplicar a correção de datum para mover os dados para o datum final plano;

16- Os dados agora estão referenciados ao datum final.

A Figura 21 mostra um dado sísmico terrestre sem e com correção estática.

2.3 Processamento de dados sísmicos

O processamento visa corrigir os fatores que afetaram a amplitude da onda sísmica durante a propagação, tais como: mau acoplamento da fonte, divergência esférica, reflexão, absorção, difração, múltiplas, mau acoplamento do receptor, ruído, interferência e espalhamento.

O dado sísmico é gravado na forma digital. Neste caso, a transformada de Fourier constitui uma ferramenta fundamental que será aplicada no processamento do sinal digital do dado sísmico.

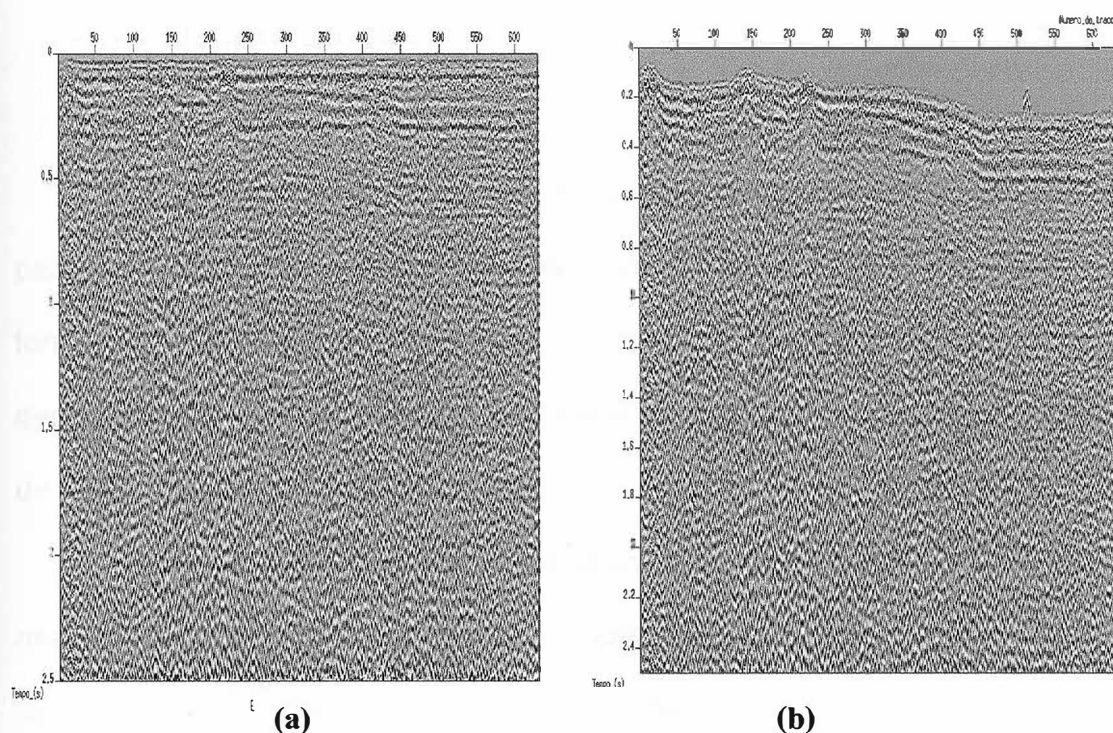


Figura 21: (a) Empilhamento do dado sísmico terrestre corrigido de NMO com velocidade constante de 3100 m/s e (b) com correção estática.

No processamento são examinadas as características do sinal sísmico: reflexões primárias, ruído coerente e aleatório tal como múltiplas, reverberação, ruído linear associado com ondas superficiais e pontos de espalhamento.

Faz parte do processamento sísmico para migração pós-empilhamento: deconvolução, análise de velocidade, correção NMO, correção DMO, NMO inverso, NMO pós DMO, eliminação de múltiplas, empilhamento CMP e migração. E para migração pré-empilhamento: deconvolução, análise de velocidade, eliminação de múltiplas e migração. As explanações matemáticas de cada etapa do processamento sísmico não são enfocadas neste trabalho, para maior aprofundamento no assunto ver TELFORD *et al.* (1990) e YILMAZ (2001).

Na interpretação, após o processamento sísmico, o geofísico faz a correlação entre o resultado da migração com as informações de dados de poços com o objetivo de determinar o local mais provável de existência de hidrocarbonetos.

2.3.1 Deconvolução

A aplicação da deconvolução no dado sísmico melhora a resolução temporal pela compressão da wavelet. A deconvolução retira do traço sísmico o efeito da forma da assinatura da fonte para identificar todas as camadas. Para aplicar a deconvolução deve-se levar em consideração algumas premissas que são descritas de forma detalhada no YILMAZ (2001).

Usualmente, a deconvolução é aplicada no dado pré-empilhado traço a traço, mas pode ser aplicada após o empilhamento dos dados sísmicos. No processamento utiliza-se uma ou várias deconvoluções, de modo a melhorar o dado. Dentre elas, tem-se a deconvolução Spiking e a deconvolução preditiva que é eficiente para suprimir as múltiplas e remover parte das reverberações.

A Figura 22 mostra a aplicação da deconvolução numa família CMP. E na Figura 23 sua respectiva autocorrelação. Pode-se observar que a energia concentra-

se no *lag* zero, e quanto maior o comprimento do operador, melhor o resultado. A Figura 24 mostra um exemplo de dado sísmico deconvolvido com objetivo de eliminar a reverberação.

2.3.2 Reorganização em ponto médio comum (CMP)

Esta etapa do processamento sísmico requer informações da geometria. Durante a aquisição, o dado é registrado em coordenadas tiro-receptor. Por outro lado, o dado é processado em família de ponto médio comum (CMP). Todos os traços com a mesma posição de ponto médio são reunidos numa mesma família. É uma técnica de registro amplamente usada na aquisição de dados sísmicos atualmente. Com isso ocorre a multiplicidade do dado obtendo redundância de informação permitindo melhorar a razão sinal/ruído. O dado organizado em CMP permite determinar a velocidade dos eventos refletidos que tem a forma de hipérbole.

A Figura 25 mostra um exemplo de uma seção de CMP mostrando os eventos hiperbólicos.

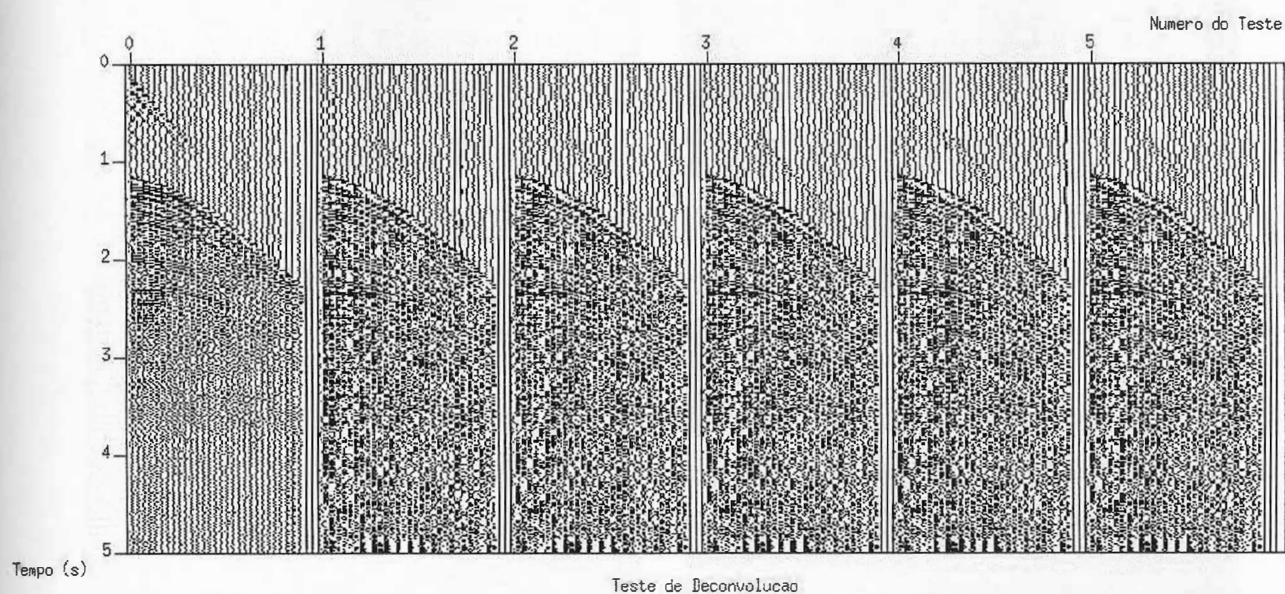


Figura 22: Deconvolução sobre uma seção de tiro utilizando 5 diferentes comprimento de operador variando de 100 à 500 e de 100 em 100.

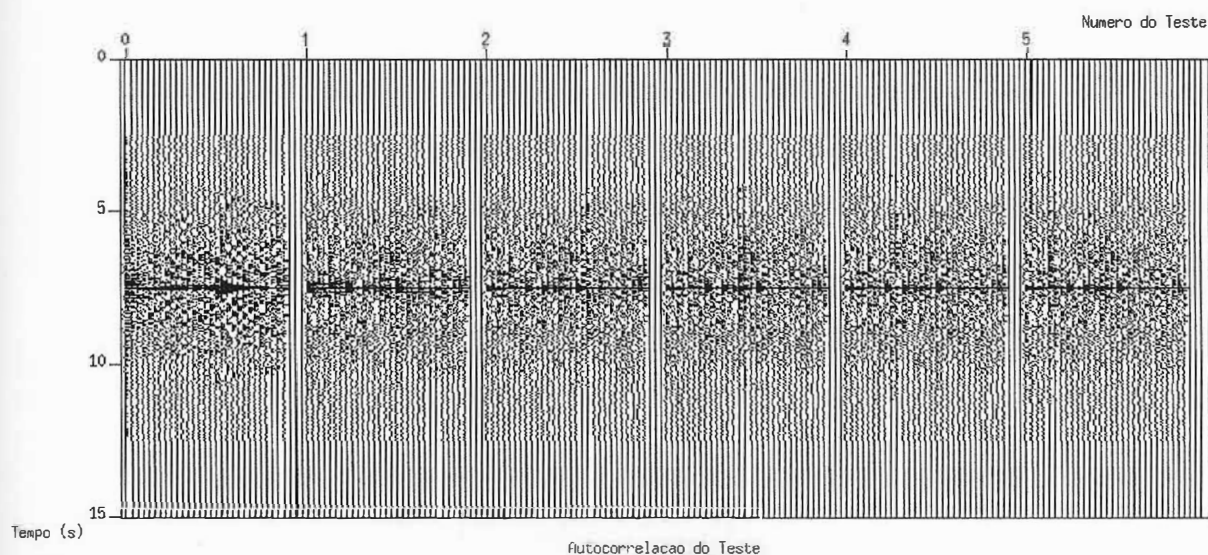


Figura 23: Autocorrelação do tiro da Figura 22.

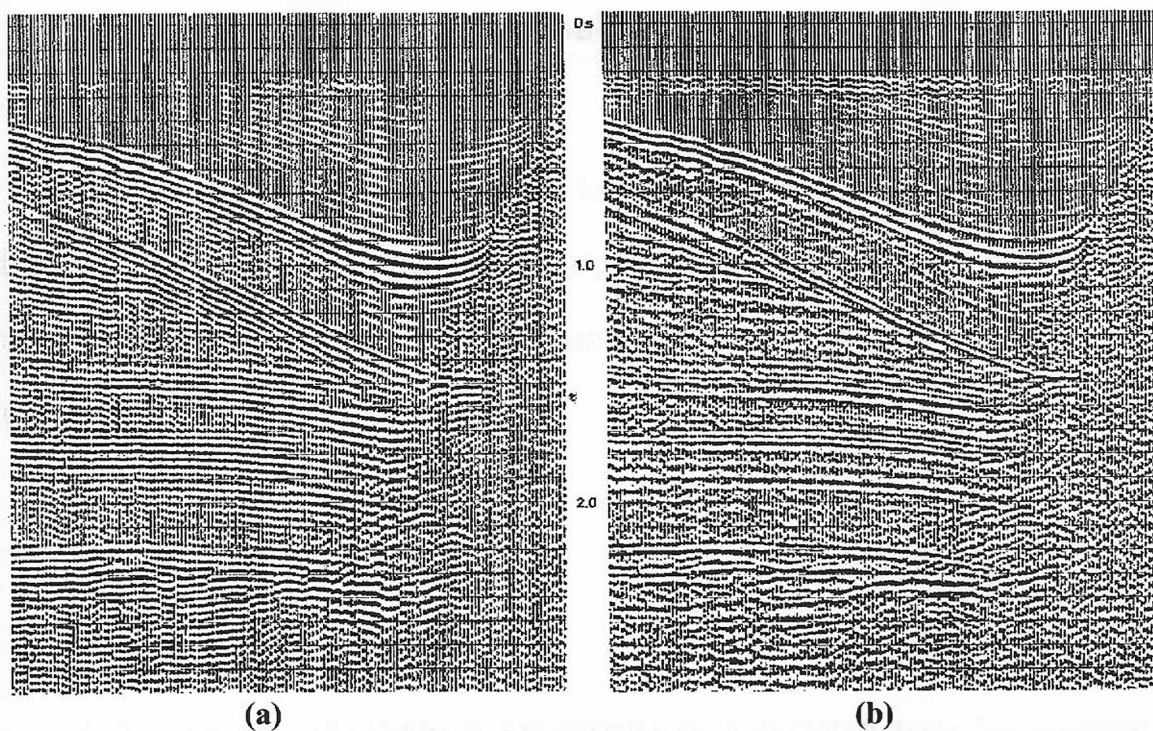


Figura 24: (a) Dado sísmico bruto, (b) dado sísmico deconvolvido. (DOBRIN, 1976).

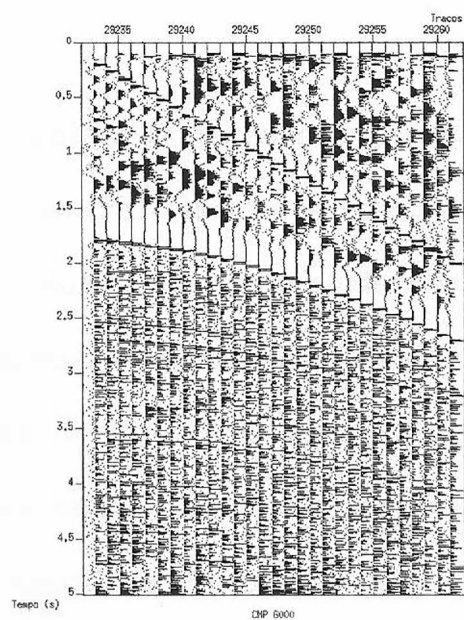


Figura 25: Exemplo de um CMP.

2.3.3 Correção estática residual

Em alguns dados é necessário fazer a correção estática residual. Ela é utilizada para remover uma parte significativa da distorção acusada pela irregularidade perto da superfície eliminando estruturas falsas e melhora a análise de velocidade.

2.3.4 Análise de velocidade

A análise de velocidade é extremamente importante para ter sucesso na migração e a qualidade da seção sísmica empilhada obtida dependerá do grau de precisão alcançado na determinação das velocidades das camadas em subsuperfície. Ela é realizada com o dado organizado em CMP's, onde são estimadas as funções-velocidade indispensáveis para a correção de sobretempo normal (NMO).

A Figura 26 mostra o CMP com seu respectivo semblance para "picagem". No semblance o eixo horizontal mostra as velocidades e o eixo vertical o tempo de trânsito duplo. A cor azul representa máxima coerência.

A escolha da velocidade deve ser feita de modo a horizontalizar a hipérbole do CMP. A estimativa de velocidade é realizada sobre alguns CMP's, e então, interpoladas para os demais. Quanto maior a quantidade de CMP's utilizado melhor será o campo de velocidade obtido. Na Figura 27 vê-se um exemplo de campo de velocidade.

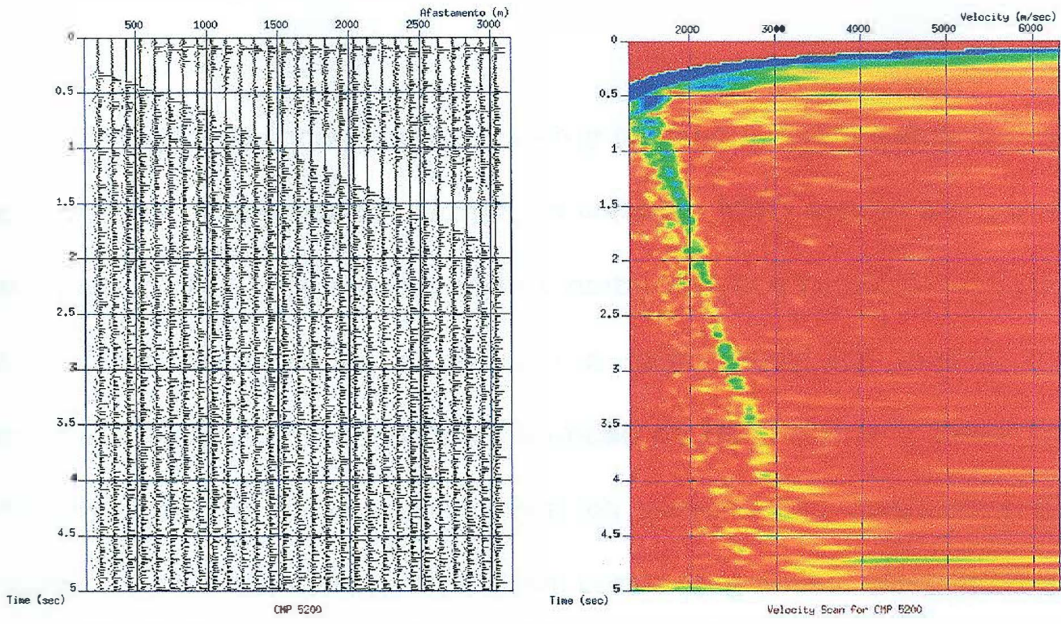


Figura 26: *CMP e seu respectivo semblance para “picagem”.*

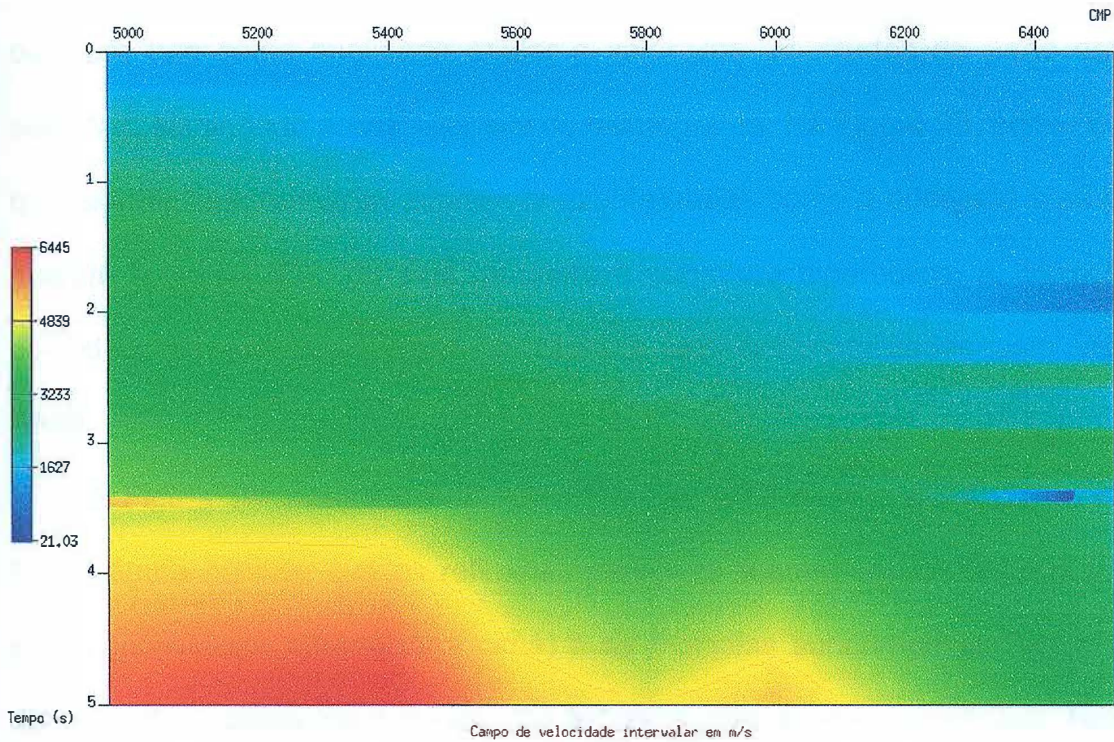


Figura 27: *Campo de velocidade intervalar em m/s do dado sísmico da Figura 21.*

2.3.5 Correção de sobretempo normal (NMO-normal moveout)

A correção de sobretempo normal é a base para determinar as velocidades do dado sísmico. A velocidade utilizada na correção NMO recebe a denominação de velocidade de NMO. Tem como objetivo horizontalizar a hipérbole no CMP ao longo da faixa de afastamentos e melhorar a razão sinal/ruído quando o CMP for empilhado. Como consequência da correção de NMO ocorre o estiramento que é uma distorção na frequência em que os eventos são deslocados para baixa frequência, principalmente em tempos curtos e grandes afastamentos. A zona distorcida deve ser eliminada antes do empilhamento, aplicando um silenciamento sobre a mesma, a Figura 28 mostra um exemplo de alguns CMP's que foram corrigidos de NMO, onde foi aplicado um *mute* para grande *offset*. O silenciamento ou *mute* tem como finalidade anular o valor das amplitudes de parte dos traços sísmicos, eliminando áreas ruidosas do sismograma. Na Figura 28, pode-se verificar que as reflexões primárias ficaram horizontalizadas como o desejado e as múltiplas ficaram subcorrigidas, ou seja, mantém a curvatura hiperbólica. A correção NMO considera as interfaces plano-paralelas e são horizontalizadas com velocidade NMO.

A Figura 29 mostra a sobrecorreção de NMO para eliminação de múltiplas. Nesta figura nota-se que as reflexões primárias ficaram sobrecorrigidas (hipérbole com concavidade voltada para cima) e as múltiplas subcorrigidas (hipérboles com concavidade voltada para baixo) dos 6 CMP's previamente escolhidos. Neste caso aplica-se a filtragem f-k para eliminar as múltiplas.

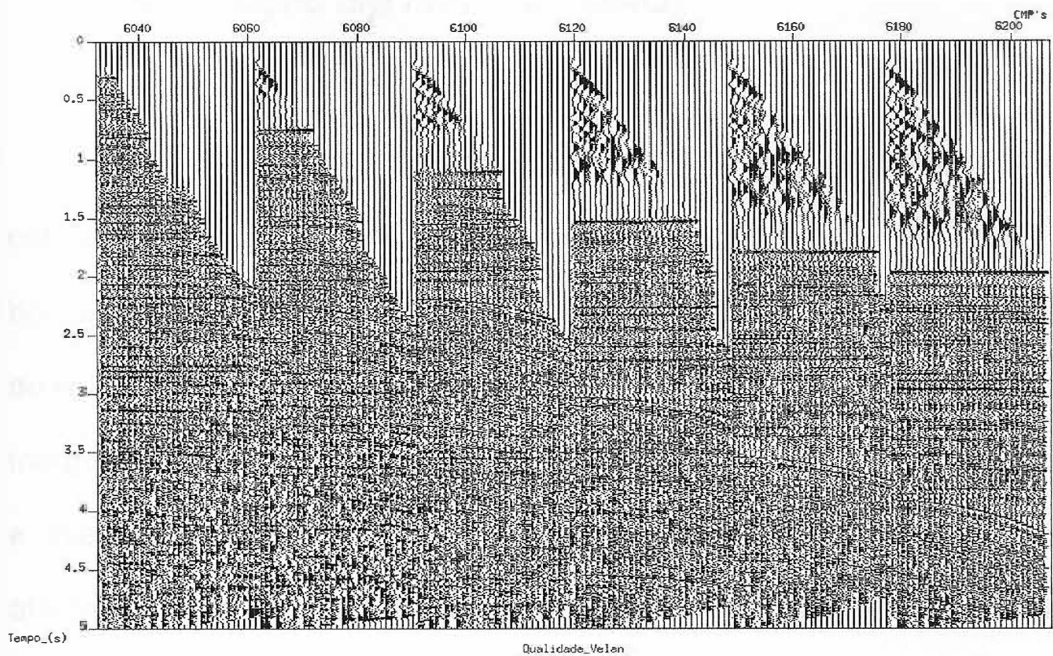


Figura 28: Resultado dos CMP's após aplicar a correção NMO do VELAN.

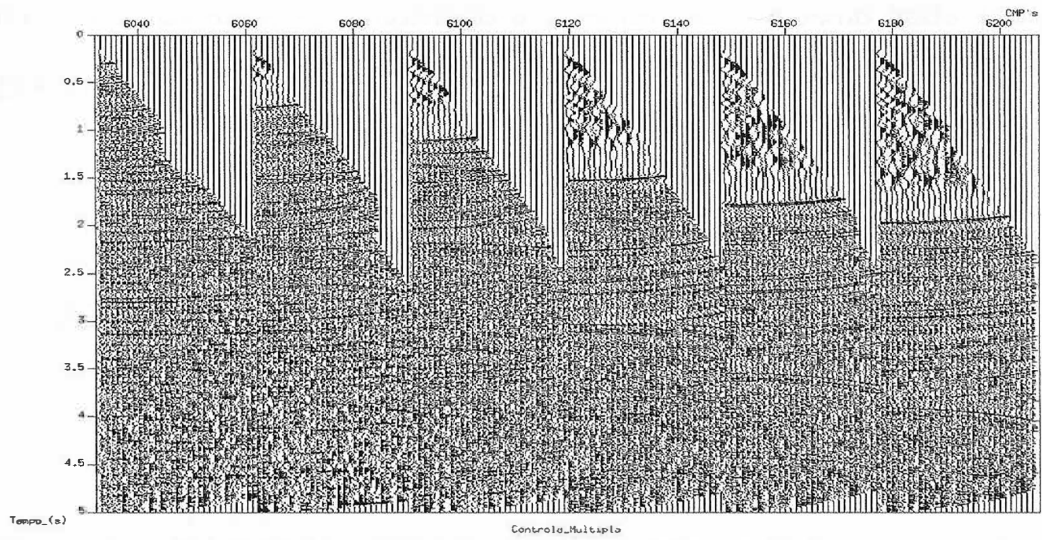


Figura 29: CMP's após o VELAN para atenuar as múltiplas.

2.3.6 Correção *dip moveout* (DMO)

Comparativamente, as velocidades de NMO para refletores mergulhantes são consideravelmente superiores às velocidades observadas no caso de refletores horizontais. Portanto, a correção DMO é necessária quando há reflexões de planos de falhas com mergulhos altos, conflitando com reflexões associadas a camadas de mergulhos baixos, além de corrigir as difrações, reflexões de flancos de domo de sal e eventos que se cruzam. Na prática, como os dados não são registrados em afastamento zero, a localização dos pontos de reflexão é uma isócrona elíptica. Logo, após a aplicação do NMO, aplica-se a correção de DMO para mover a aparente reflexão para o traço de afastamento zero.

A Figura 30 mostra um exemplo de aplicação de DMO. A Figura 31 mostra um dado sísmico marítimo empilhado e a Figura 32 o mesmo dado após a correção DMO.

2.3.7 Empilhamento CMP

É simplesmente a soma das amplitudes ao longo dos afastamentos. O empilhamento pode suprimir significativamente o ruído não correlacionado. Isto pode atenuar uma grande parte de ruído coerente do dado tais como, a onda guia (*ground roll*) e múltiplas, conforme mostra a Figura 31.

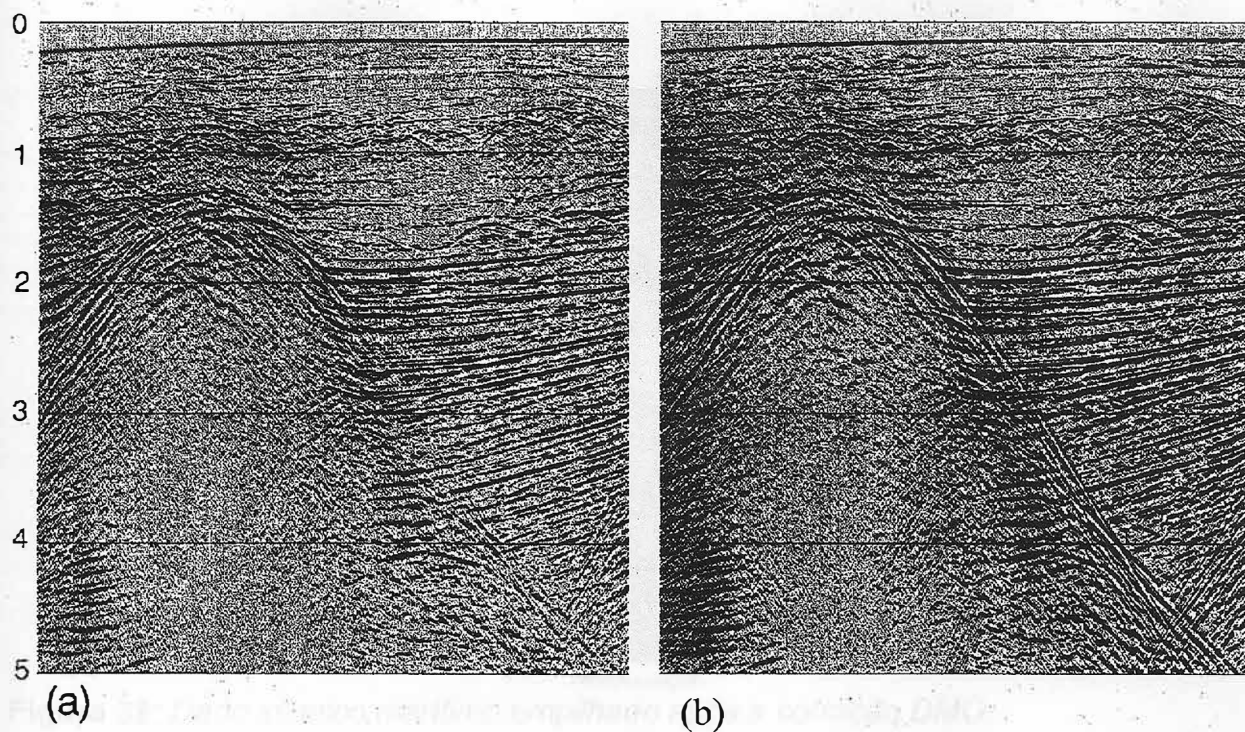


Figura 30: Aplicação de DMO. (a) Dado sísmico sem correção de DMO. (b) Dado sísmico com correção de DMO. (YILMAZ, 2001)

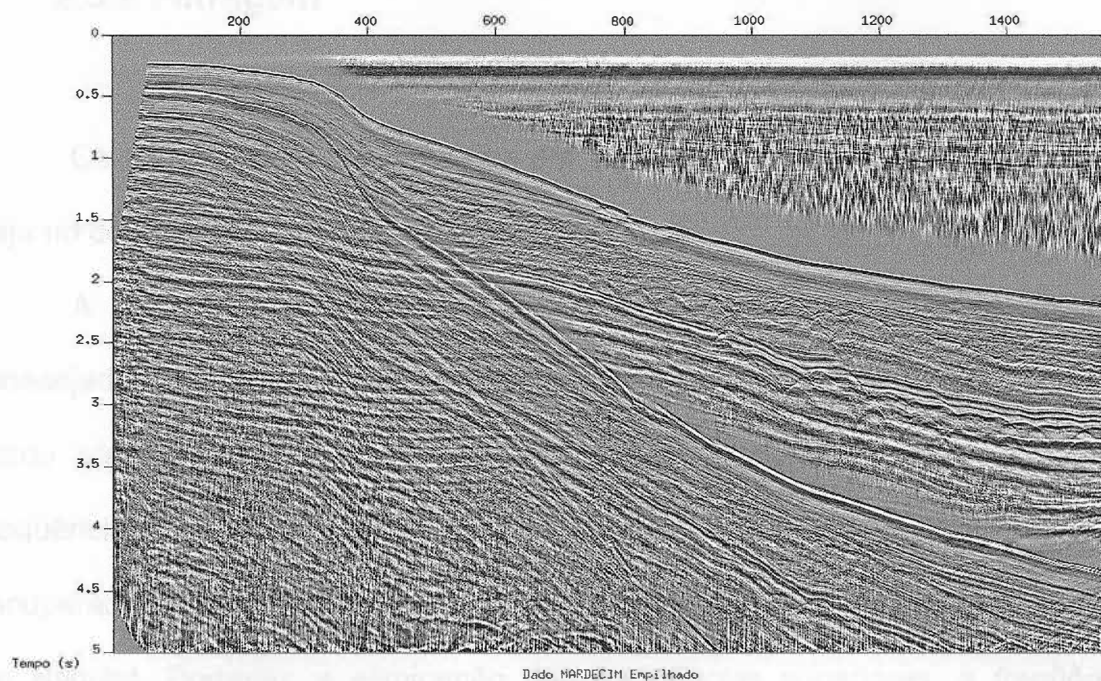


Figura 31: Dado sísmico marítimo empilhado.

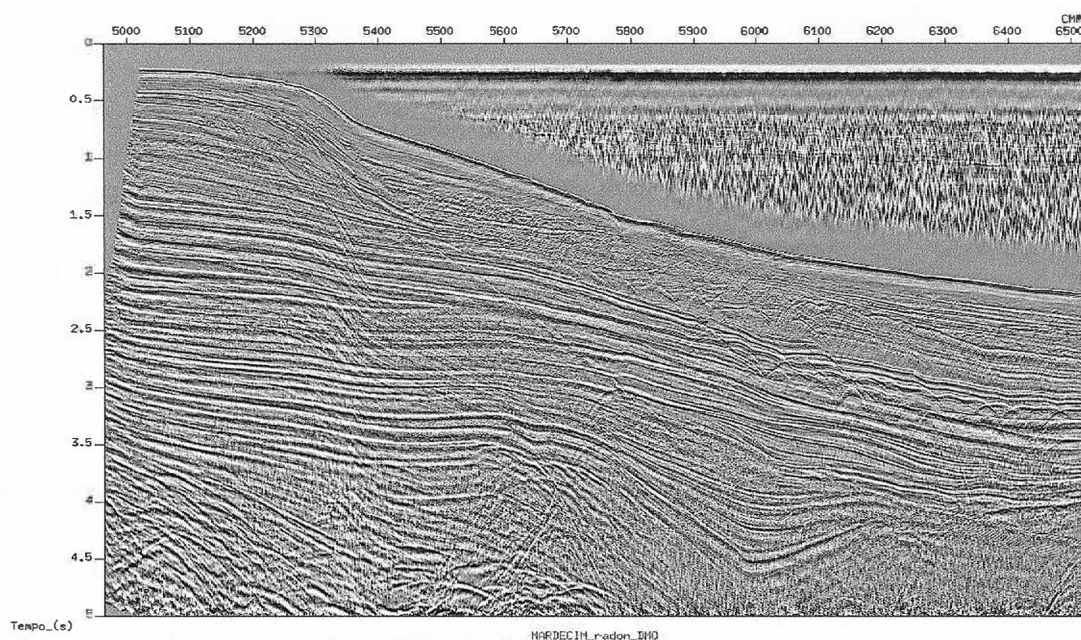


Figura 32: *Dado sísmico marítimo empilhado após a correção DMO.*

2.3.8 Filtragem

Os filtros podem ser utilizados em várias etapas do processamento sísmico, seja no domínio do tempo ou da frequência.

A aplicação de filtros faz-se necessário para eliminar as frequências indesejadas inseridas no dado como ruído e evitar contaminação cíclica, conhecida como efeito “alias” resultante da amostragem inadequada de eventos de alta frequência. A máxima frequência de um sinal possível de ser corretamente recuperada, para um dado intervalo de amostragem, é denominada de frequência de Nyquist. Portanto, a eliminação das frequências superiores, a frequência de Nyquist se faz necessária. Para tanto, aplica-se um filtro anti-alias.

Os principais tipos de filtros de frequência são: o corta-alta ou passa-baixa, corta-baixa ou passa-alta, o passa-banda e o filtro Nocth, este último elimina o ruído

de 60 Hz nos dados sísmicos. Outro exemplo é a filtragem $f - k$ (frequência-número de onda).

A filtragem $f - k$ é uma realizada no domínio da frequência-número de onda. A representação de cada evento no domínio $f - k$ é uma linha reta através da origem, assumindo que o evento contém todo o espectro de frequência. Filtragem no domínio $f - k$ possibilita a filtragem de certos mergulhos e consequentemente, eventos inclinados. Essa técnica possibilita principalmente a supressão de ruídos coerentes que interferem diretamente em eventos primários nos sismogramas. O objetivo básico deste tipo de filtragem é atenuar os ruídos indesejáveis nos dados tais como múltiplas e *ground-roll*, quando houver.

No caso de atenuação de múltiplas com filtragem $f - k$ deve-se primeiro separar as primárias e as múltiplas em dois quadrantes no domínio $f - k$. Para tanto, é necessário aplicar a correção de NMO, usando uma função velocidade intermediária entre as funções velocidade das primárias e das múltiplas, conforme exemplificado por alguns CMP's na Figura 29. Aplicar a transformada de Fourier, que é uma ferramenta matemática muito importante no processamento sísmico, sobre o dado para mudar de domínio. O lado esquerdo da Figura 33(a) mostra o espectro das reflexões primárias e o lado direito das múltiplas. O próximo passo é zerar o quadrante associado às múltiplas, e, se possível, a zona que contém energia de múltiplas em "alias", no quadrante das primárias, Figura 33(b). Logo após, aplicar a transformada inversa de Fourier. Fazer o NMO inverso usando a função velocidade intermediária e finalmente fazer nova análise de velocidade das primárias. Já a Figura 34 mostra um CMP antes e depois de aplicar o filtro para eliminação de múltiplas.

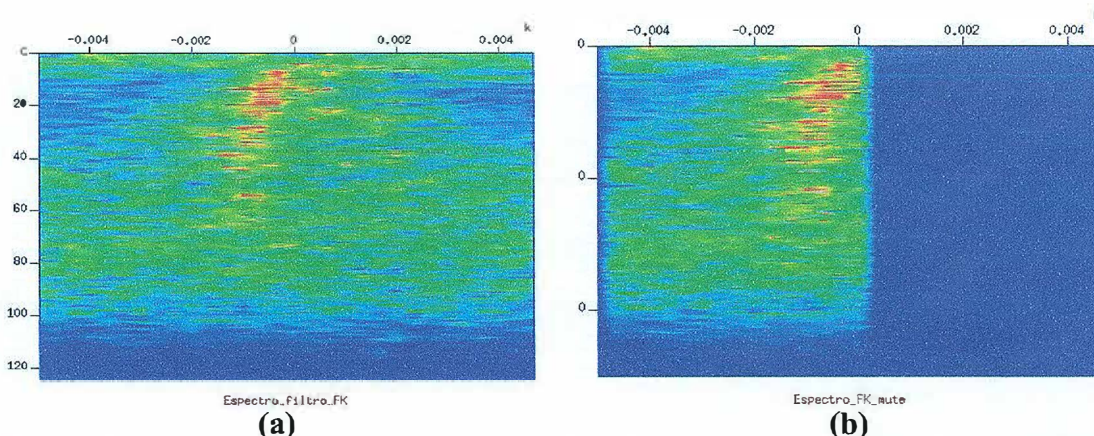


Figura 33: (a) Espectro fk de um CMP, (b) o mesmo espectro com as múltiplas eliminadas.

Durante o processamento deve-se tomar muito cuidado com o falseamento de freqüências espaciais, pois causam sérios efeitos na performance da migração. Por causa do falseamento espacial a migração não percebe eventos como mergulhos íngremes e altas freqüências como eles são realmente, e portanto, os eventos não são tratados adequadamente. Neste caso, a migração move os componentes de freqüência espacialmente falseados na direção errada e gera um ruído dispersivo que degrada a qualidade da seção migrada. Os efeitos do falseamento de freqüência espacial são eliminados com a aplicação de um filtro adequado.

2.3.9 Migração

Tem como objetivo mover os refletores mergulhantes para suas verdadeiras posições em subsuperfície e colapsar as difrações (YILMAZ, 2001).

O objetivo da migração é fazer a seção empilhada parecer com a seção geológica transversal ao longo da linha sísmica, por isso ela é considerada um modelamento inverso.

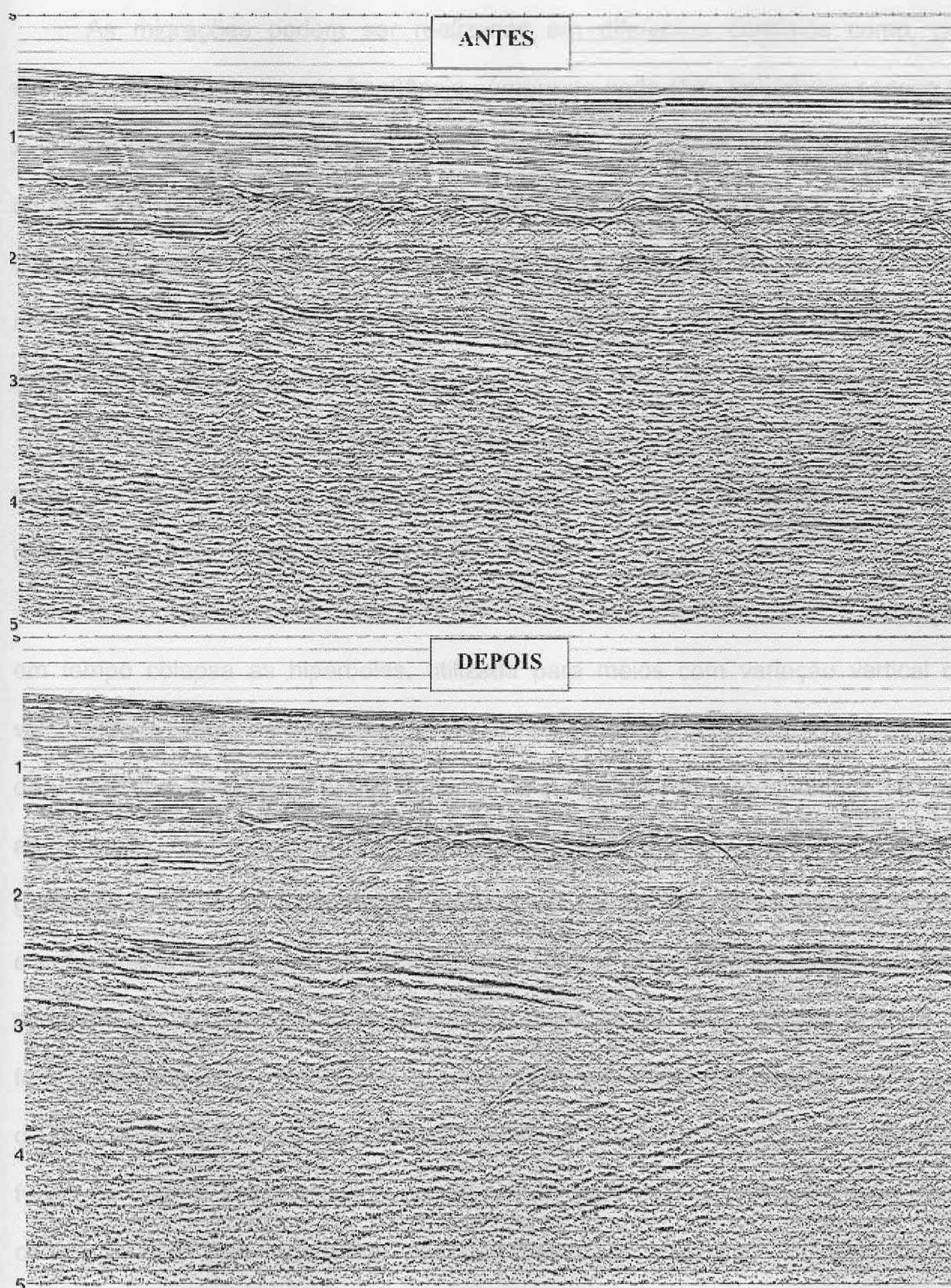


Figura 34: CMP empilhado com deconvolução pré-empilhamento e filtragem fk para atenuar as múltiplas. Antes e depois (Yilmaz, 2001).

As migrações podem ser realizadas em diferentes domínios como, por exemplo: domínio do tiro, da frequência-número de onda ($f-k$), frequência-espço ($f-x$) e das ondas planas. Existem muitos métodos, entretanto, deve ser escolhido aquele que fornece melhor custo benefício. Cada uma destas técnicas utiliza diferentes operadores de deslocamento de fase que pode ser visto detalhadamente no livro do YILMAZ (2001); sendo que, os operadores devem ser escolhidos de modo a evitar “alias” espacial.

No caso da migração em ondas planas é necessário aplicar a transformada tau-p sobre o dado. Estas são baseadas na teoria do raio e trabalham no domínio das ondas planas (MOREIRA NETO *et al.*, 2005).

A migração pode ser realizada em tempo ou em profundidade. A migração em tempo colapsa as hipérboles, utilizada para meios com variação vertical de velocidade e estruturas geológicas plano-estratificadas, além de requerer um campo de velocidade RMS (*Root Mean Square*). Já a migração em profundidade colapsa as difrações, utilizadas para meios com variação lateral de velocidade e estruturas geológicas complexas. Esta migração requer um campo de velocidade mais preciso e velocidades intervalares em profundidade. Neste caso deve-se utilizar um bom algoritmo de modelagem. Deve-se utilizar migração em profundidade quando há fortes variações de velocidades associadas a estruturas complexas tais como: diápiros de sal, estruturas associadas à falhas de empurrão e topografia irregular do fundo de mar. É indicada ainda nos casos de significativos curvamento de raios, comportamento não hiperbólico das reflexões e características 3D das feições geológicas.

Os métodos de migração são, portanto, aplicados basicamente em dois passos. No primeiro passo, os dados sísmicos são continuados para baixo em

profundidade e em seguida a condição de imagem é aplicada. A maioria das migrações difere neste primeiro passo que consiste na depropagação do campo de onda, através da implementação de diferentes operadores de propagação, visando obter uma melhor imagem de subsuperfície, (MOREIRA NETO, 2004).

A migração, ainda divide-se em pós-empilhamento, para dados previamente empilhados ou sobre a seção zero-*offset*, e pré-empilhamento, mais comum na indústria do petróleo, pois a migração pré-empilhamento consegue imagear estruturas complexas com forte variação lateral de velocidade que é onde se encontram as armadilhas de hidrocarbonetos.

Os principais métodos usados em *softwares* convencionais para migração estão listados abaixo:

Kirchhoff: Usa o princípio de Huygens e soma de difrações. Designação dada aos métodos de migração dos dados de reflexão sísmica baseada na solução integral da equação da onda. A migração Kirchhoff tem como parâmetro importante o comprimento de abertura e mergulho máximo para migrar. Esta migração envolve uma soma de amplitudes ao longo das hipérboles de difração que é governada pela função velocidade. A técnica de migração Kirchhoff pode trabalhar em diferentes domínios.

Diferenças Finitas: Continuação em profundidade. Método de migração dos dados de reflexão sísmica no qual, a cada interação, simula-se o campo de ondas que seria registrado se uma fina camada superficial do terreno fosse removida ou, o que vem a ser a mesma coisa, se o datum que contém a fonte e o receptor fosse deslocado para uma profundidade ligeiramente maior. Ou seja, usa o princípio da depropagação para baixo da fonte e do receptor até o refletor.

F-K (Phase-Shift/Stolt): Migração no domínio $f - k$. A migração de Stolt, por exemplo, representa a solução exata da equação da onda para um meio homogêneo e isotrópico. Sua grande limitação é a exigência da velocidade do meio ser constante. Para poder ser aplicada a dados reais, a migração de Stolt requer a utilização de algum esquema para fazer frente ao problema de se variar a velocidade. Um desses esquemas é a migração híbrida.

F-X: Migração por diferenças finitas no domínio da frequência. Variação do método de diferenças finitas para a migração dos dados de reflexão sísmica realizado no domínio frequência-espço.

A imagem obtida pelo processo de migração dos dados sísmicos é muito importante para a interpretação sísmica, pois torna mais preciso o mapeamento das estruturas geológicas, a localização e a identificação dos limites de reservatórios de petróleo.

A Figura 35 apresenta um dado sísmico antes e após a migração. Na Figura 36 tem-se a resposta de um dado sísmico marítimo migrado, pode-se ver o dado original na Figura 31, e a Figura 37 um dado terrestre migrado, dado original pode ser observado na Figura 21. Nos resultados apresentados pode-se verificar o colapso das difrações e o imageamento dos refletores. O método utilizado para migrar foi o F-X.

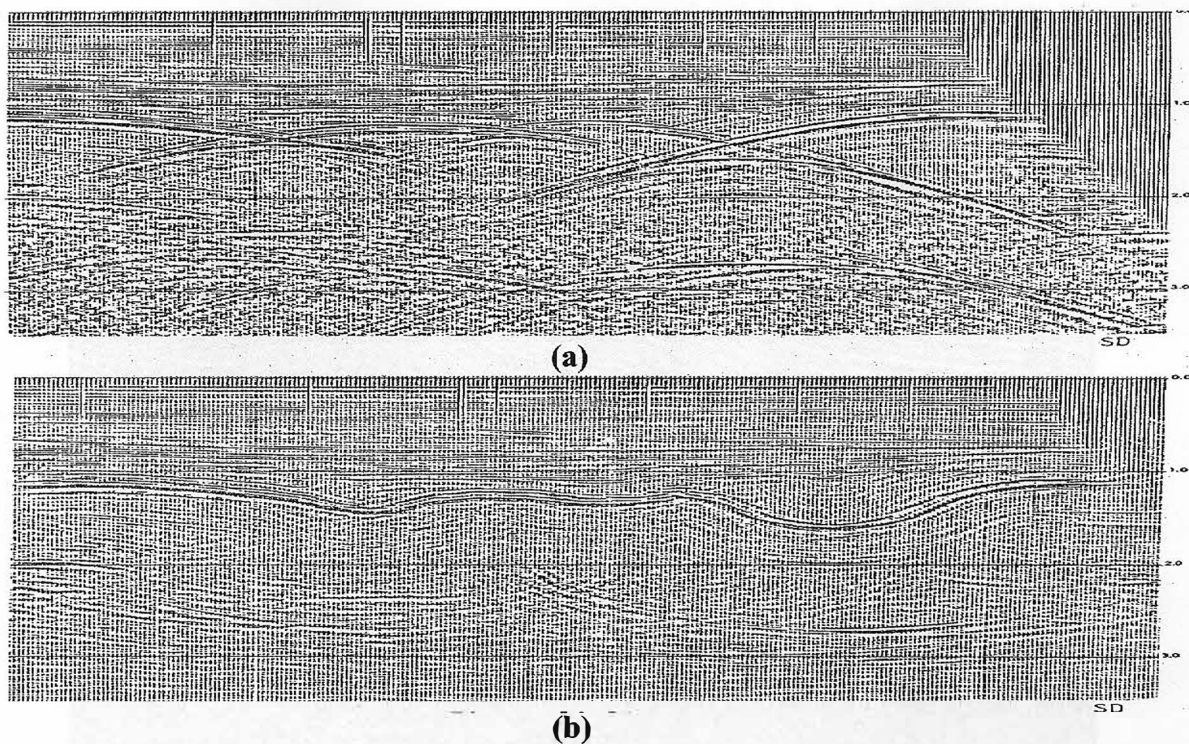


Figura 35: (a) Dado sísmico zero-offset. (b) Dado sísmico migrado. (SHERIFF, 1978).

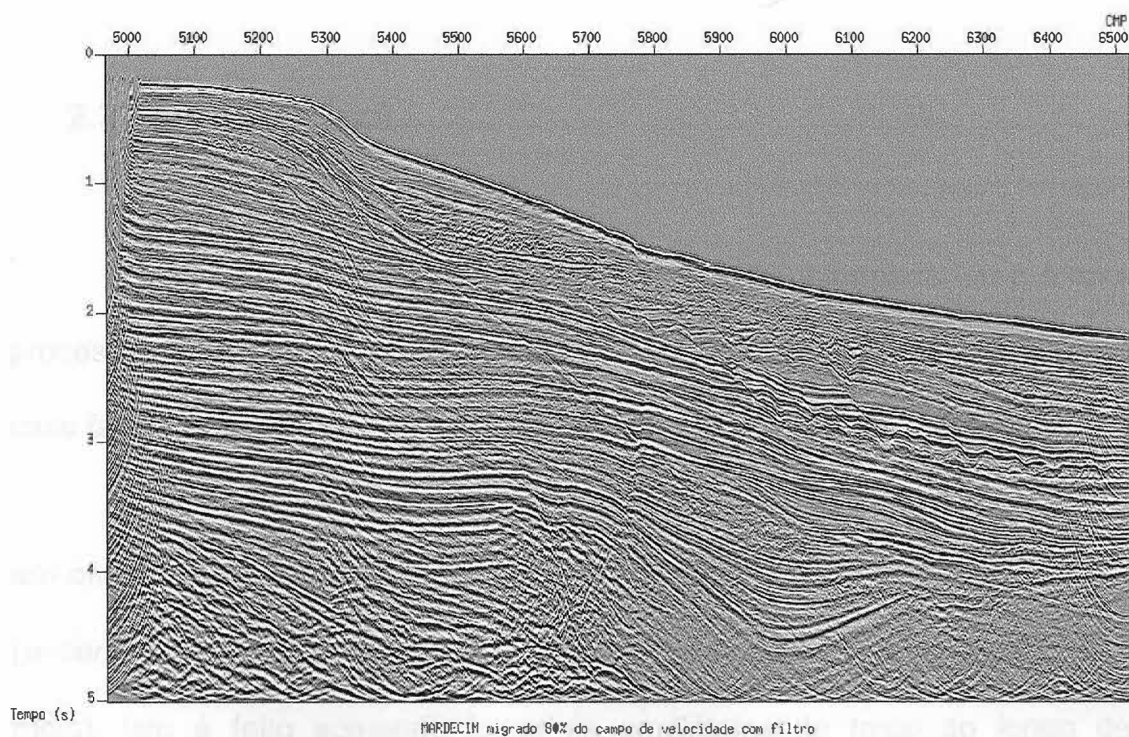


Figura 36: Dado sísmico marítimo migrado. O dado sísmico marítimo empilhado pode ser visto na Figura 31.

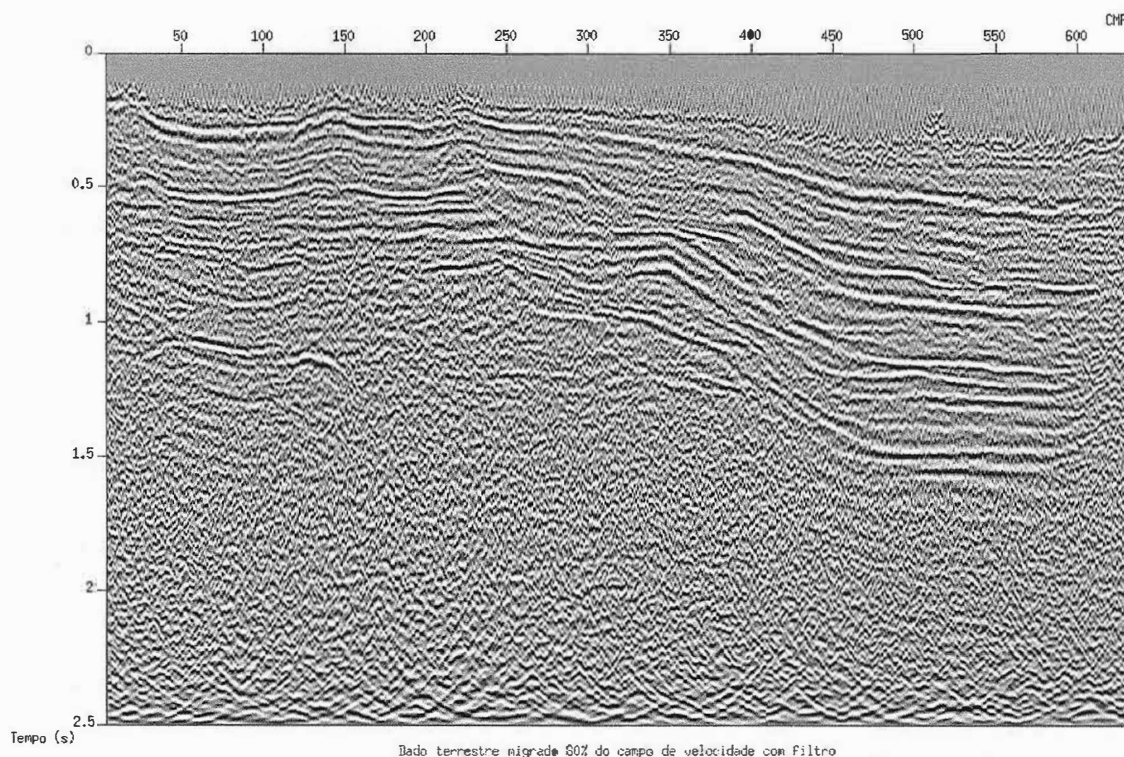


Figura 37: Dado sísmico terrestre migrado. O dado sísmico terrestre empilhado pode ser visto na Figura 21(a).

2.3.10 *Slant stack*

A aplicação da transformada *slant-stack* ou transformada tau-p é opcional no processamento sísmico, pois depende do tipo de migração que será utilizada, neste caso faz-se necessário uma técnica que trabalhada no domínio das ondas planas.

A transformada *slant-stack* nada mais é do que decompor o campo de ondas em ondas planas substituindo o eixo de afastamento pelo eixo parâmetro de raio p ($p = \sin \theta / v$, sendo θ é o ângulo de incidência da onda e v é a velocidade da onda no meio). Isto é feito somando todas as amplitudes do traço ao longo de várias trajetórias inclinadas.

Na Figura 38 verifica-se como uma família de tiros é transformada em ondas planas.

2.4 Interpretação

Após a migração, se o resultado for satisfatório, a próxima etapa do processamento sísmico é a interpretação. No caso da interpretação do dado sísmico 3D aumenta o volume de dados a ser interpretado comparado com o dado sísmico 2D, mas diminuem as incertezas geológicas. Para melhor visualização pode examinar seções verticais em qualquer direção arbitrária e também seções horizontais conhecidas como fatia no tempo, para migração em tempo, e fatia em profundidade, para migração em profundidade. Com esta fatia no tempo é possível visualizar eventos de alta-freqüência e altos mergulhos. Pode ser usado como mapa de contorno estrutural, como, por exemplo, domo de sal e falhas.

Para facilitar, a interpretação é feita pela visualização de volume de dados e a manipulação de amplitudes melhora as características estruturais facilitando a interpretação de seqüências deltaicas, por exemplo.

O interprete fará uso dos dados de poço para correlacionar com a seção migrada, inferir os indicadores direto de hidrocarbonetos (DHI) e fazer análise de AVO (Amplitude Versus Offset), pois a presença de gás nos poros das rochas faz a amplitude aumentar com o afastamento. Também o *Bright Spot* deve ser analisado pelo interprete uma vez que o contato entre a água e o hidrocarboneto faz aumentar a amplitude da reflexão sísmica. Após a migração do volume de dados 3D é possível isolar e localizar um *Bright Spot*. Outros eventos que devem ser analisados

são o *Dim spot* e o *Flat Spot* que, também, podem ser indicadores de hidrocarbonetos.

Os dados de poço servem, também, para amarrar os eventos sísmicos com interfaces específicas em subsuperfície. As relações tempo profundidade são precisamente definidas, permitindo a correta identificação de refletores e a determinação precisa de velocidades sísmicas. Permite delinear reservatórios pouco espessos e mudanças estratigráficas.

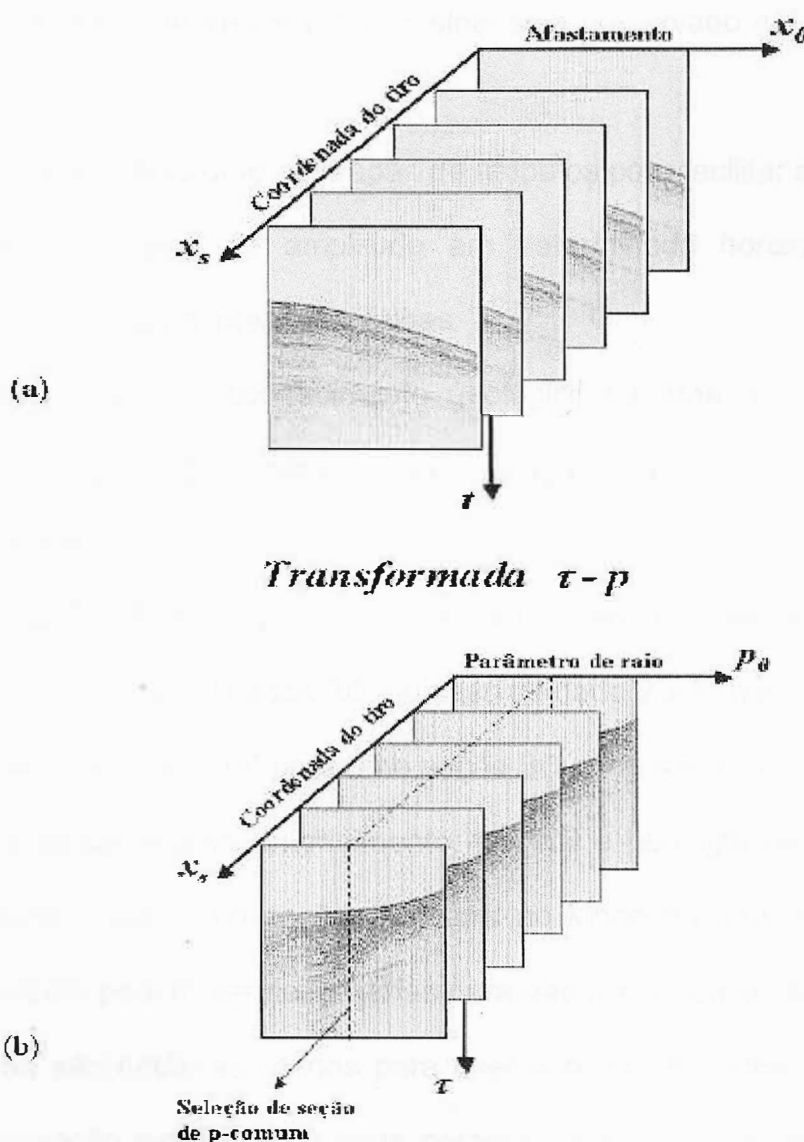


Figura 38: Ilustração mostrando o processo de obtenção das seções de parâmetro de raio de afastamento constante. (a) Dado registrado na superfície, (b) transformada τ - p de todas as coleções de tiro comum. (MOREIRA NETO, 2004).

Uma tarefa importante consiste na avaliação dos atributos sísmicos, pois estes nos fornecerão informações de possíveis armadilhas de hidrocarbonetos. São atributos sísmicos: intensidade da refletividade, fase instantânea, frequência instantânea. Além de analisar os atributos de impedância acústica e volume de velocidade que facilitam na interpretação. Para se poder fazer considerações sobre significados estratigráficos de feições sísmicas, a partir de atributos, é preciso que a amplitude e o conteúdo de frequências do sinal seja preservado em cada etapa do processamento.

Pode-se gerar um volume ou mapas de atributos para facilitar a interpretação, como por exemplo, mapa de amplitude em determinado horizonte, fatias de coerência (*semblance*) para interpretar falhas.

O geofísico deve ter conhecimento geológico da área a ser interpretada, utilizar as modelagens gravimétricas, eletromagnéticas e geoquímicas como ferramentas auxiliares.

A visualização 3D da amplitude sísmica é baseada no conceito de *voxel* que é uma amostra no volume de dados 3D, no caso de dado 2D é chamado *pixel*.

A interpretação estrutural para uma seção 3D pode ser iniciada selecionando seções *inline* e *crossline* para entendimento regional e geologia em subsuperfície. Outras orientações, tais como seções verticais ao longo da direção do mergulho dominante, também podem ser necessárias para determinar o padrão estrutural. As fatias em tempo são então estudadas para checar o padrão estrutural e na seção 3D para interpretação estratigráfica pode começar dividindo o volume de imagens dentro de subvolumes que corresponde à unidade deposicional individual.

A Figura 39 mostra um exemplo de dado 3D. A Figura 40 apresenta uma fatia para interpretação. A Figura 41 fornece o campo de velocidade volumétrico. A Figura 42 mostra o posicionamento de poços de exploração e produção com auxílio da seção sísmica para facilitar a alocação. Na Figura 43 vê-se a localização do poço de exploração correlacionado com a sísmica facilitando posicionamento da plataforma.

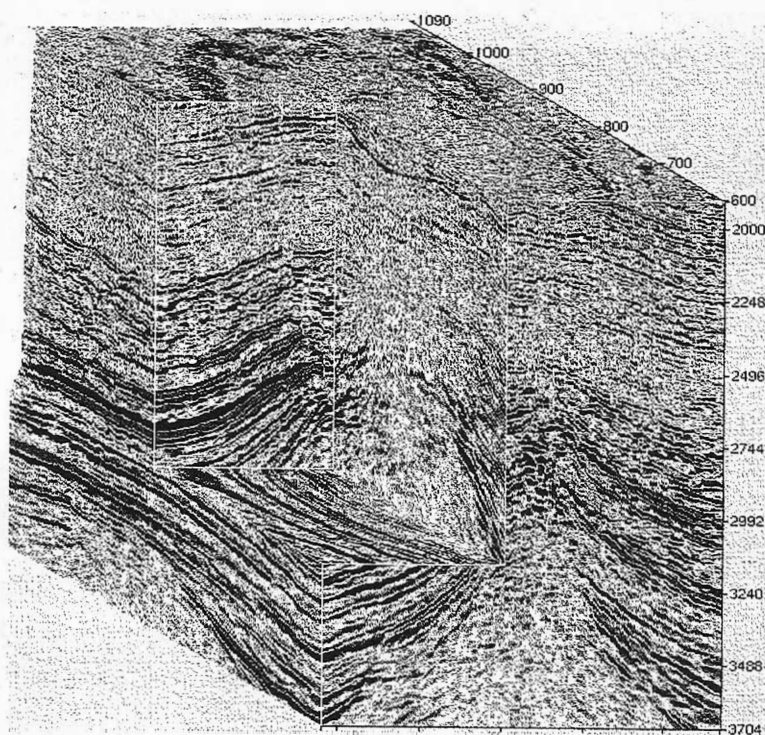


Figura 39: Exemplo de dado 3D para interpretação (YILMAZ, 2001).

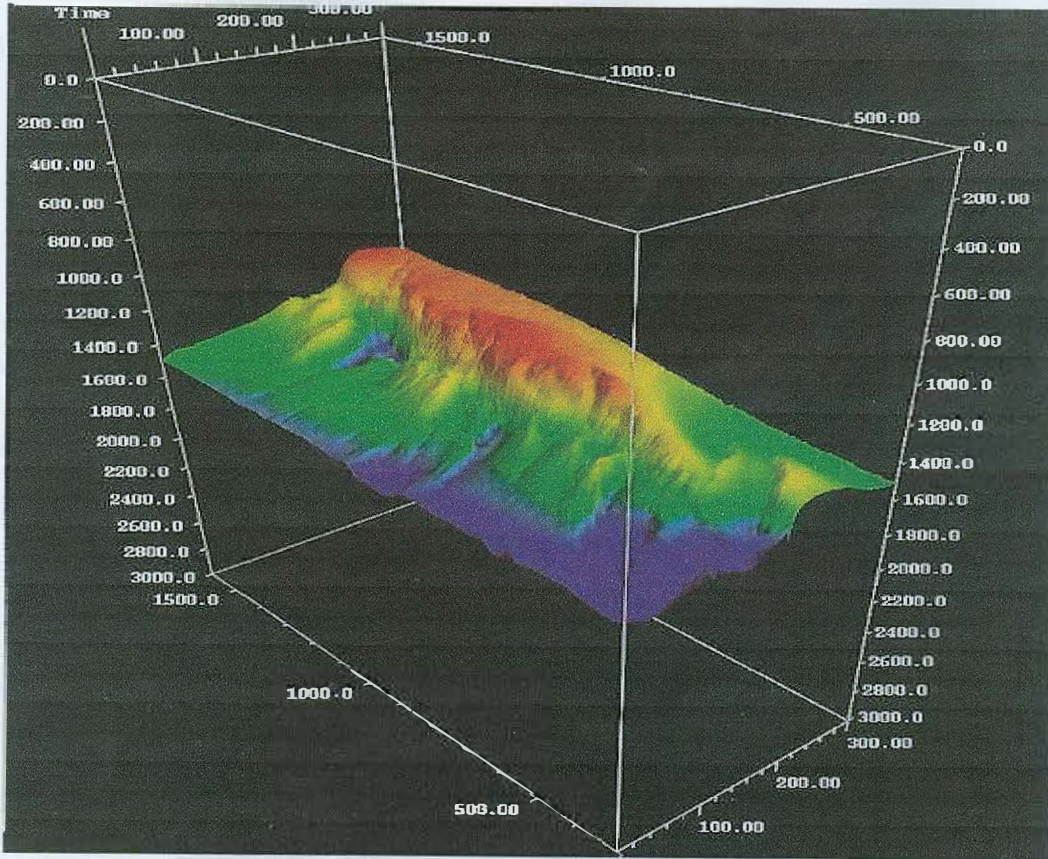


Figura 40: Fatia para interpretação estrutural. Superfície associada com o tempo horizontal. As cores indicam reflexões em tempo. (YILMAZ, 2001)

Figura 42: Posicionamento de poço de exploração e produção (Fonte: WILT & EASTWOOD, 2000)

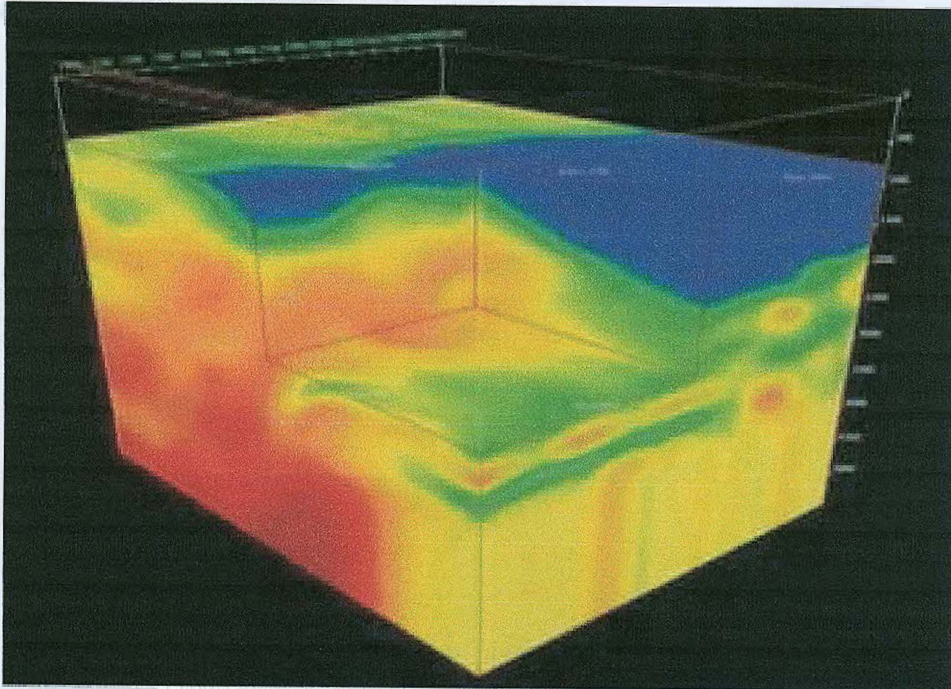


Figura 41: Campo de velocidade volumétrico. (YILMAZ, 2001)

Figura 43: Posicionamento de poço de exploração e plataforma (Fonte: WILT & EASTWOOD, 2000)

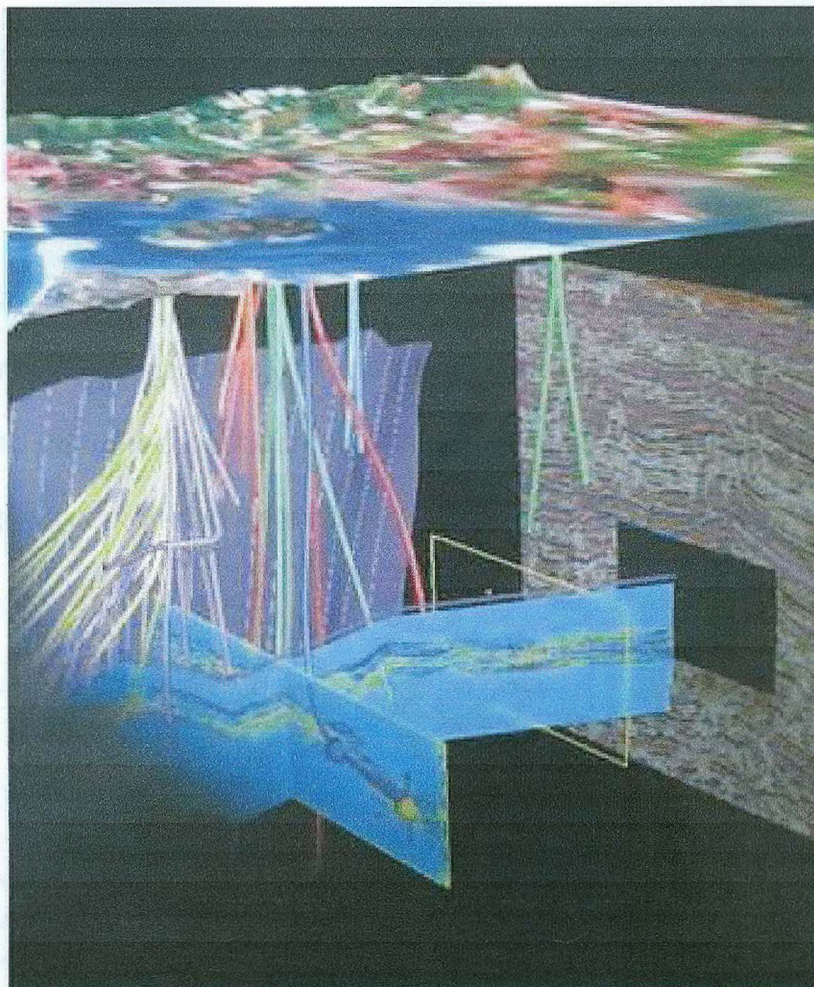


Figura 42: Posicionamento de poços de exploração e produção (Fonte: WILT & EASTWOOD, 2003)

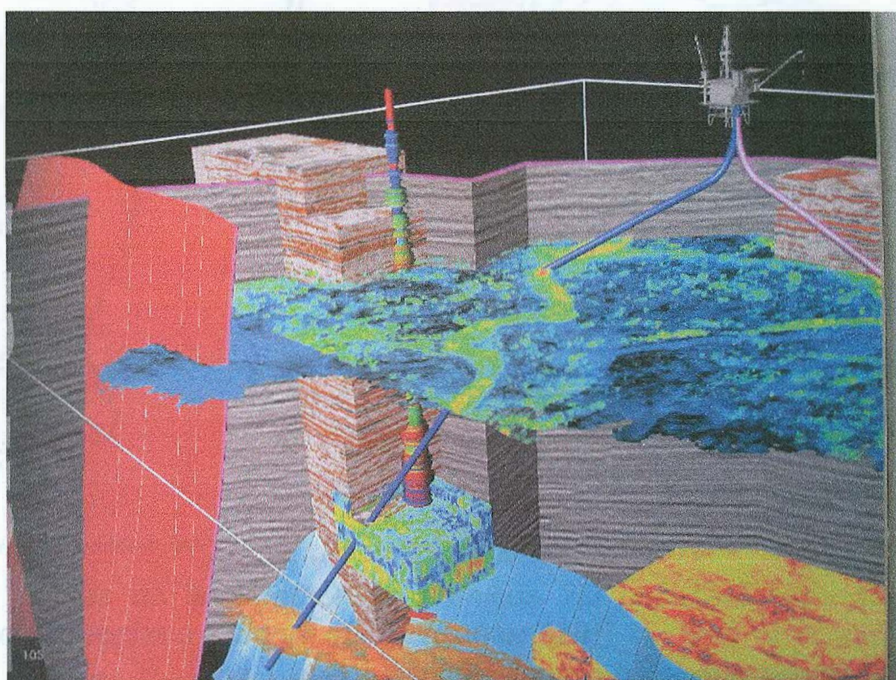


Figura 43: Posicionamento de poço de exploração e plataforma. (Fonte: WILT & EASTWOOD, 2003)

3 ESTUDO DE CASOS DE PROSPECÇÃO SÍSMICA

O estudo das bacias denominadas Bahia Sul que são Camamu/Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba, já foram e estão sendo estudadas, atualmente, com mais afinco, no intuito de descobrir novas reservas de petróleo e gás. Estas bacias são consideradas como sendo promissoras para encontrar hidrocarbonetos.

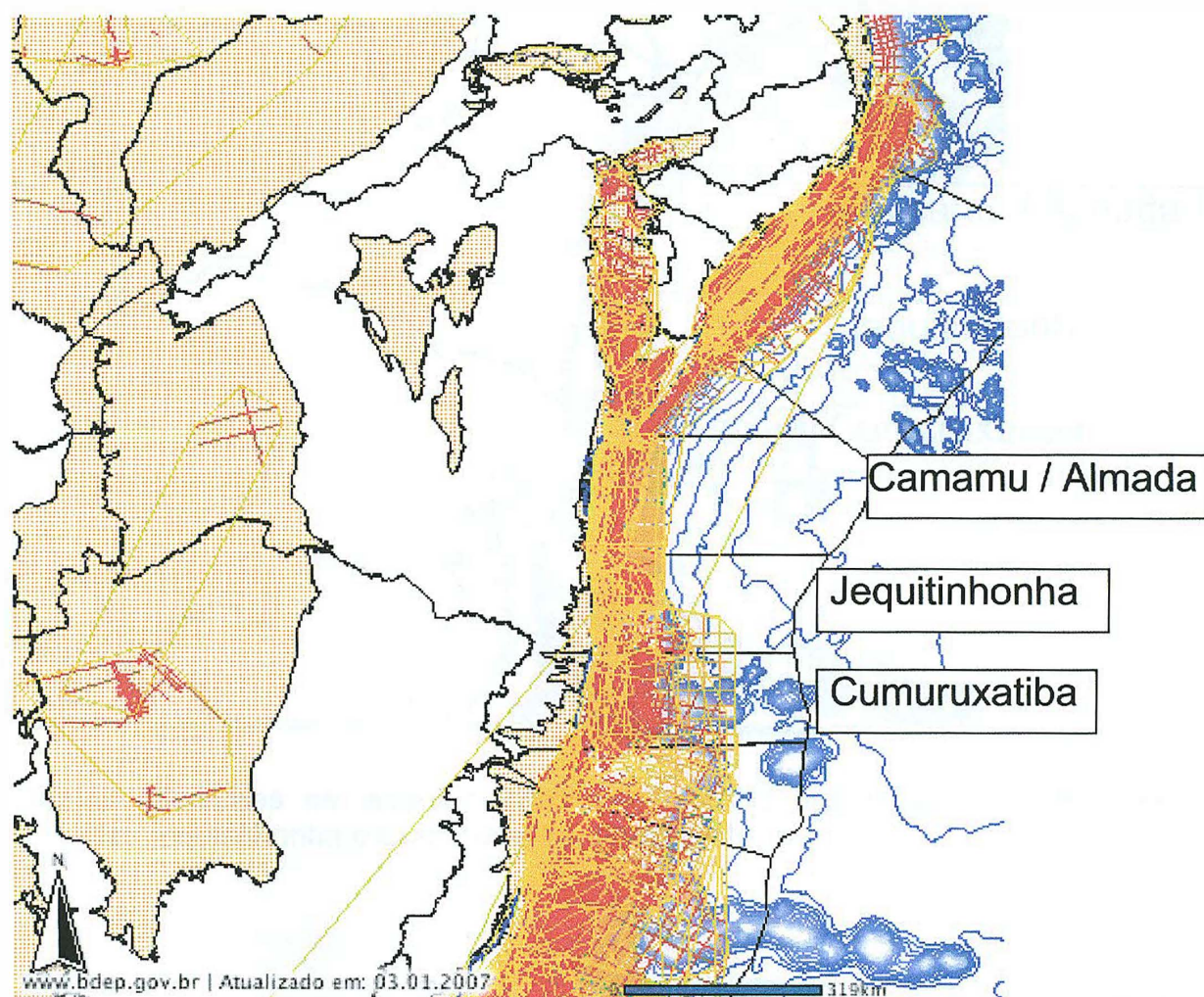


Figura 44: Linhas de levantamentos sísmicos 2D nas bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. (Fonte: ANP)

O estudo da seção Rifte destas bacias foi avaliado e confirmados pelos dados sísmicos advindos da área (Figuras 44 e 45), assim como o aporte sedimentar que preenche o espaço de acomodação criado e a geometria variável dos estratos desta sequência.

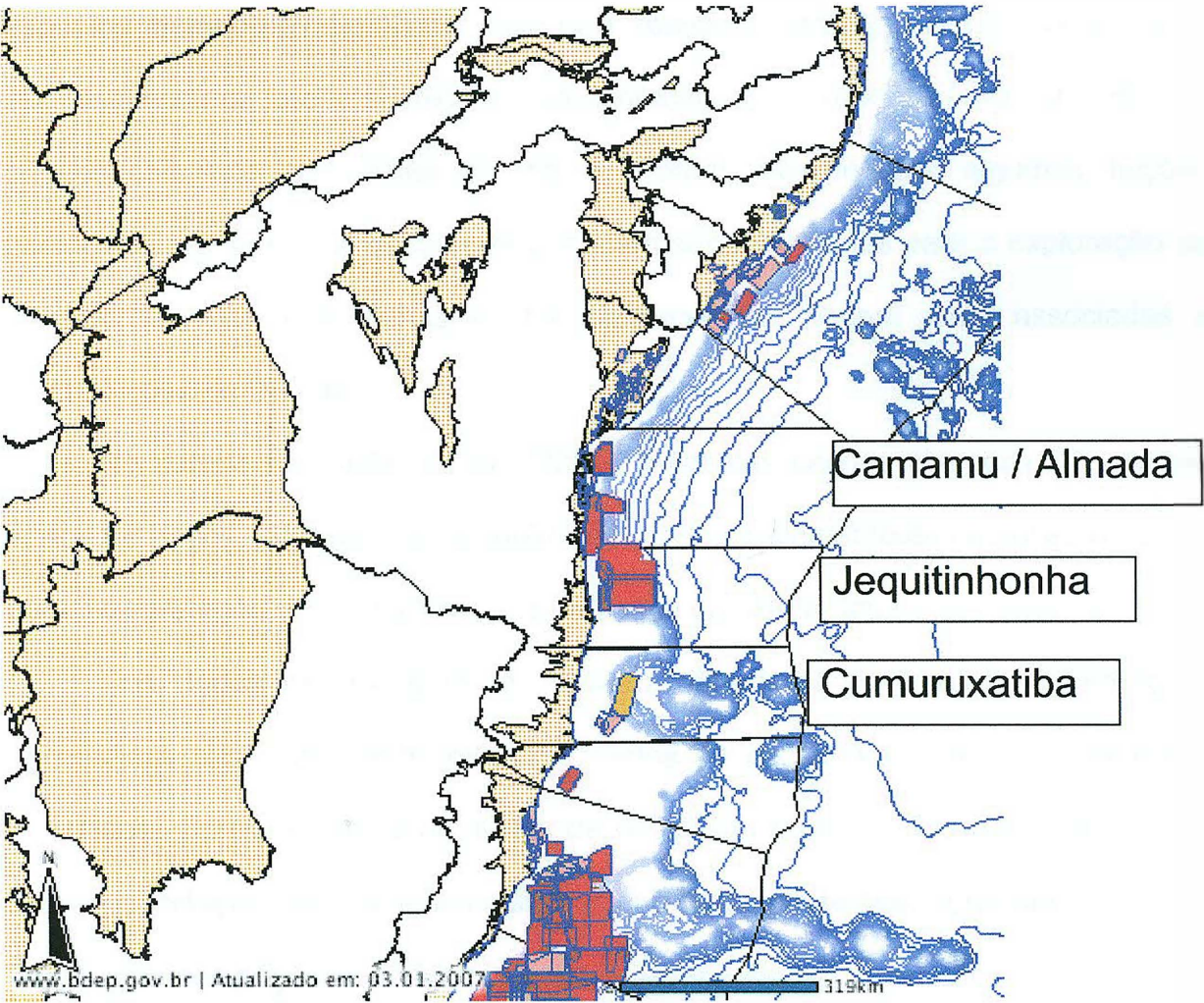


Figura 45: Áreas de levantamentos sísmicos 3D nas bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. (Fonte: ANP)

A importância exploratória destas bacias é antiga, devido à presença de fase Pré-Rifte, Rifte e Pós-Rifte, que são de grande interesse de estudos pelos geólogos, além de apresentar similaridade com outras bacias marginais brasileiras. Pela

presença da ocorrência de lagos interiores, estas bacias se tornaram importantes geradoras e acumuladoras de hidrocarbonetos.

O trabalho de SILVA (2004) teve como objetivo comparar o sistema Rifte da bacia de Camamu/Almada com os sistemas Riftes modernos utilizando o mapeamento sísmico regional da área de estudo com intuito de compreender seus aspectos tectono-estratigráficos. Para isso, realizou interpretação sísmica de linhas 2D. Identificou na seção sísmica a representação das formações para compreender o preenchimento sedimentar da bacia. Foram interpretadas algumas feições geológicas presentes na bacia, que poderiam ser importantes para a exploração de petróleo tais como as falhas de transferência que podem estar associadas a acumulações de Petróleo.

No estudo da bacia, SILVA (2004), além das seções sísmicas 2D, utilizou dados de poços, informações geoquímicas, dados gravimétricos e magnetométricos para interpretação. Foi comprovada a presença de óleo e gás.

Dos dados de poços foram retirados diferentes parâmetros, informações necessárias tais como perfis elétricos, dados de *checkshot*, raio gama, sônico e densidade. Converteram-se os dados de poços em profundidade para tempo para fazer a correlação com os dados sísmicos que estão em tempo, amarrando os perfis registrados nos poços às linhas sísmicas.

Com as seções sísmicas, SILVA (2004) mapeou as feições em subsuperfície, para tanto utilizou informações de parâmetros inerentes a rochas que fazem variar o sinal sísmico. Investigou nas seções sísmicas armadilhas de hidrocarbonetos que são armadilhas estruturais associadas a falhas lítricas pelo fato de estar na seção Rife, identificou as rochas reservatórios, que são arenitos e através de informações

geoquímicas identificou as rochas geradoras que são os folhelhos lacustres da Formação Morro do Barro. Estas correlações foram auxiliadas com o perfil de poço.

O mapeamento sísmico regional feito por SILVA (2004) teve por objetivo identificar nas linhas sísmicas, os topos de algumas formações presentes na bacia em estudo, a saber: embasamento, topos das formações Afligidos e Sergi (seção Pré-Rifte), topos das formações Morro do Barro e Rio de Contas (seção Rifte) e topo da Formação Algodões (Pós-Rifte). Além disso, foram identificadas algumas feições geológicas importantes em cada formação como falhamentos lístricos, descontinuidades, identificação das fases Pré-Rifte, Rifte e Pós-Rifte.

A Figura 46 mostra uma seção sísmica com falhas, paleocanais e formações interpretadas, assim como também o poço 1-BAS-64. A Figura 47 apresenta uma descrição da estratigrafia, através da sísmica identificou fácies sísmicas, ocorrência de lobos deltáicos, fácies *onlap*, leque aluvial e as falhas relacionadas. Na Figura 48 observa-se a presença de discordância Pré-Rifte relacionada ao topo da Formação Sergi, a qual tem a forma de calha. Notam-se também as falhas relacionadas, identificando a estratigrafia presente na linha sísmica.

D'AVILA et al. (2004) pesquisou as seções aflorantes da bacia de Almada identificando os controles tectônicos e o padrão de preenchimento do *canyon*, inferindo os principais processos que atuaram no paleocanyon.

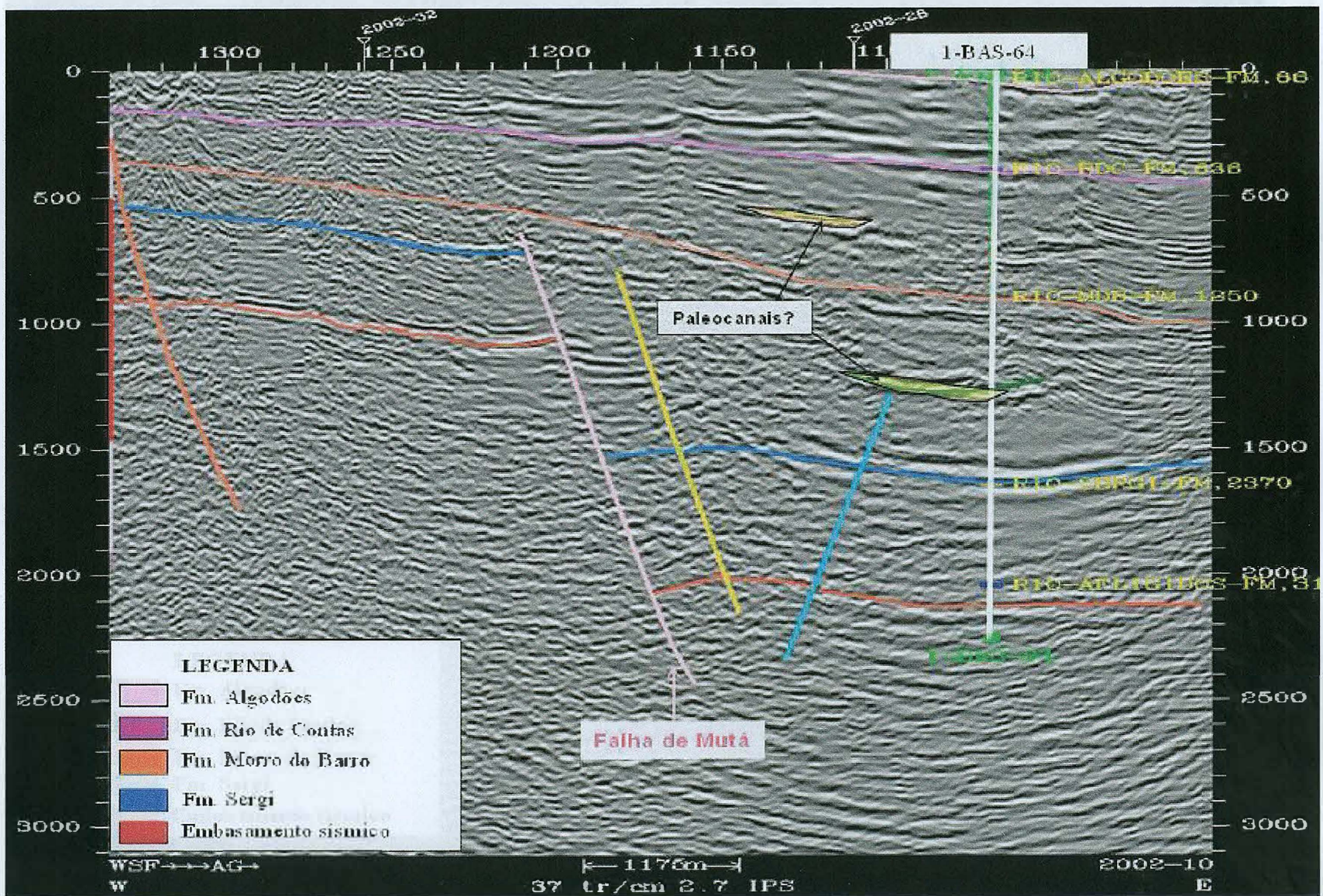
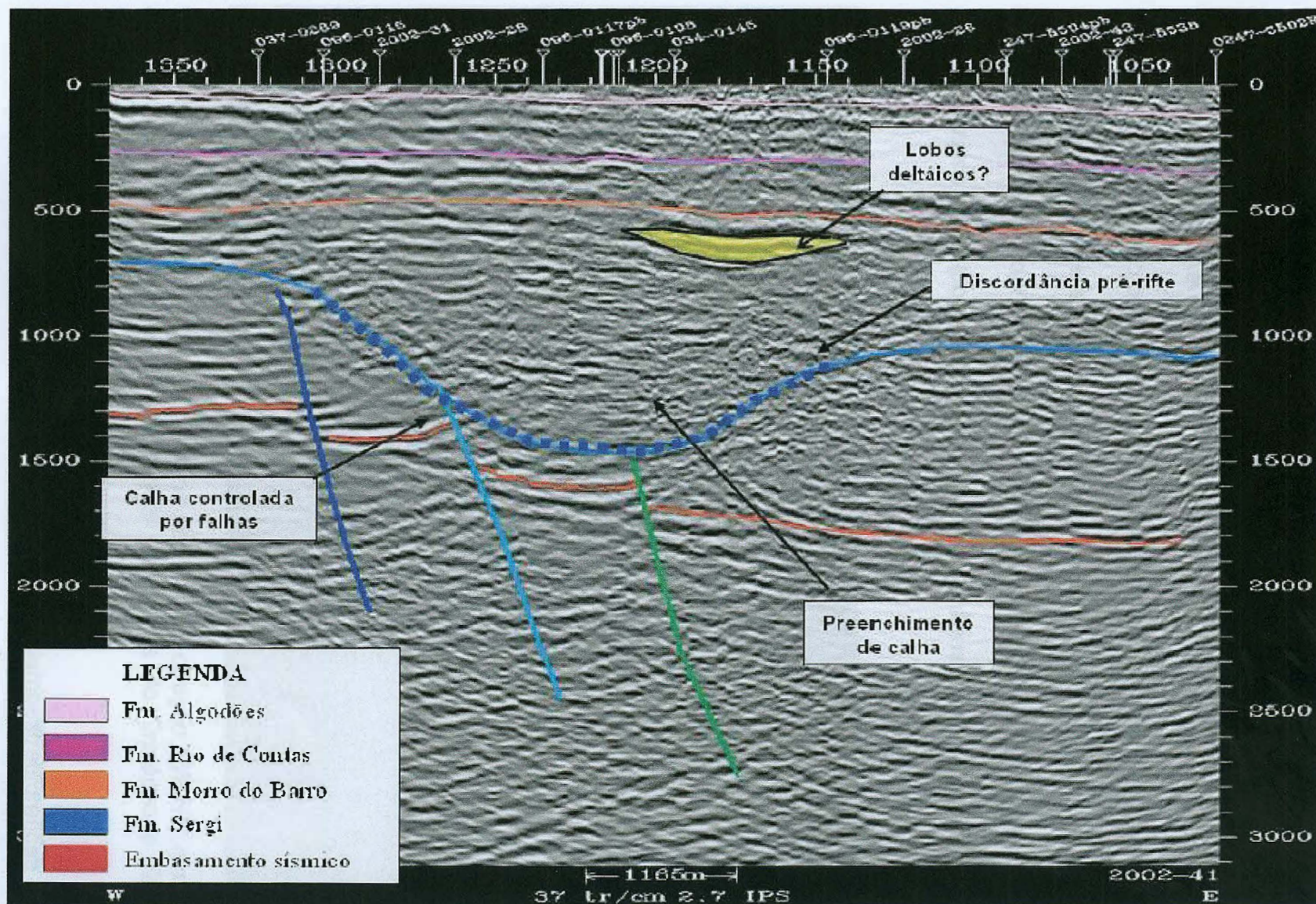


Figura 46: Seção sísmica em tempo, com orientação W-E, mostrando o poço 1-BAS-64 que atingiu as rochas do Pré-Rifte das formações Afogados e Sergi. (Fonte: SILVA, 2004)

Figura 48: Seção sísmica em tempo mostrando a calha deposicional formada pela discordância Pré-Rifte. (Fonte: SILVA, 2004).



Realizou o estudo do *canyon* que pode ser observado na seção sísmica *offshore* na Figura 49, e os turbiditos que o preenchem foram amostrados pelo poço. O *Canyon* de Almada é considerado um importante conduto submarino de origem tectônica e foi ampliado pelas correntes de turbidez hiperpicnais de alta energia para águas profundas. Parte do canal foi preenchida por conglomerados e arenitos. Os canais de turbiditos podem ser considerados reservatórios. O *Canyon* de Almada desenvolveu-se em resposta a movimentações de antigas falhas do embasamento.

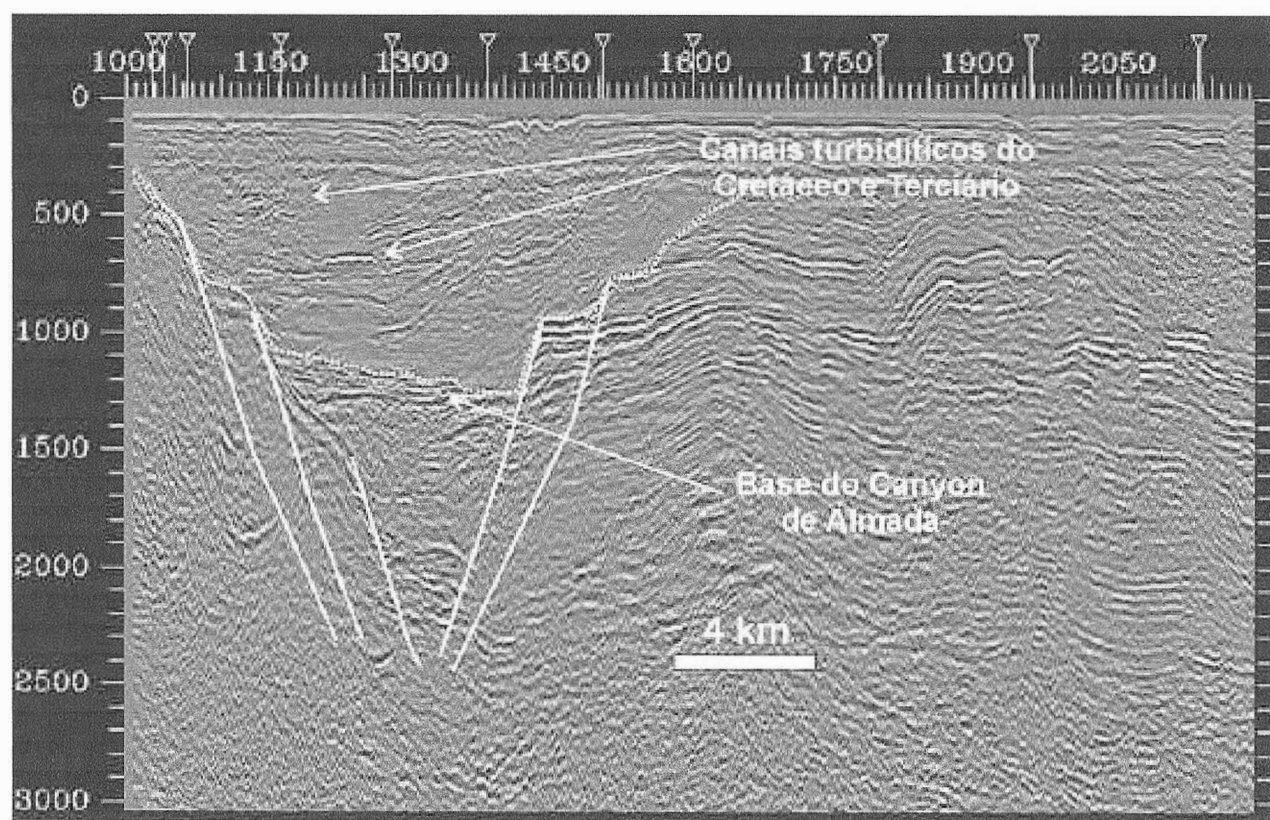


Figura 49: Seção sísmica strike do Canyon de Almada, direção SW-NE, mostrando as falhas sobre o canyon e alguns canais turbidíticos do Cretáceo e Terciário. (Fonte: D'AVILA, 2004)

KARAM (2005) estudou as feições tectônicas e sismoestratigráficas através do Projeto "Mapeamento Sistemas Petrolíferos e Modelagem Quantitativa da Bacia

da Camamu/Almada” (ANP/COOPE/UFRJ, 2003). Para tanto, utilizou linhas sísmicas 2D.

De forma similar ao trabalho de SILVA (2004), em sua tese, KARAM (2005) interpretou em seções sísmicas algumas feições estruturais tais como falhas sintéticas e antitéticas (Figura 50), falhas de crescimento com estruturas *rollover*, diápiros de sal e de folhelho e estruturas relacionadas com atividades ígneas. Identificou as falhas lístricas, associada ao sal, assim como, o arcabouço das seções Pré-Rifte, Rifte e Pós-Rifte. Outras estruturas importantes mapeadas na bacia foram falhas de transferência, *horsts*, grábens e estruturas *relay ramp*. Descreveu as falhas de transferência, desenvolvidas na Fase Rifte e reativada na Fase Pós-Rifte.

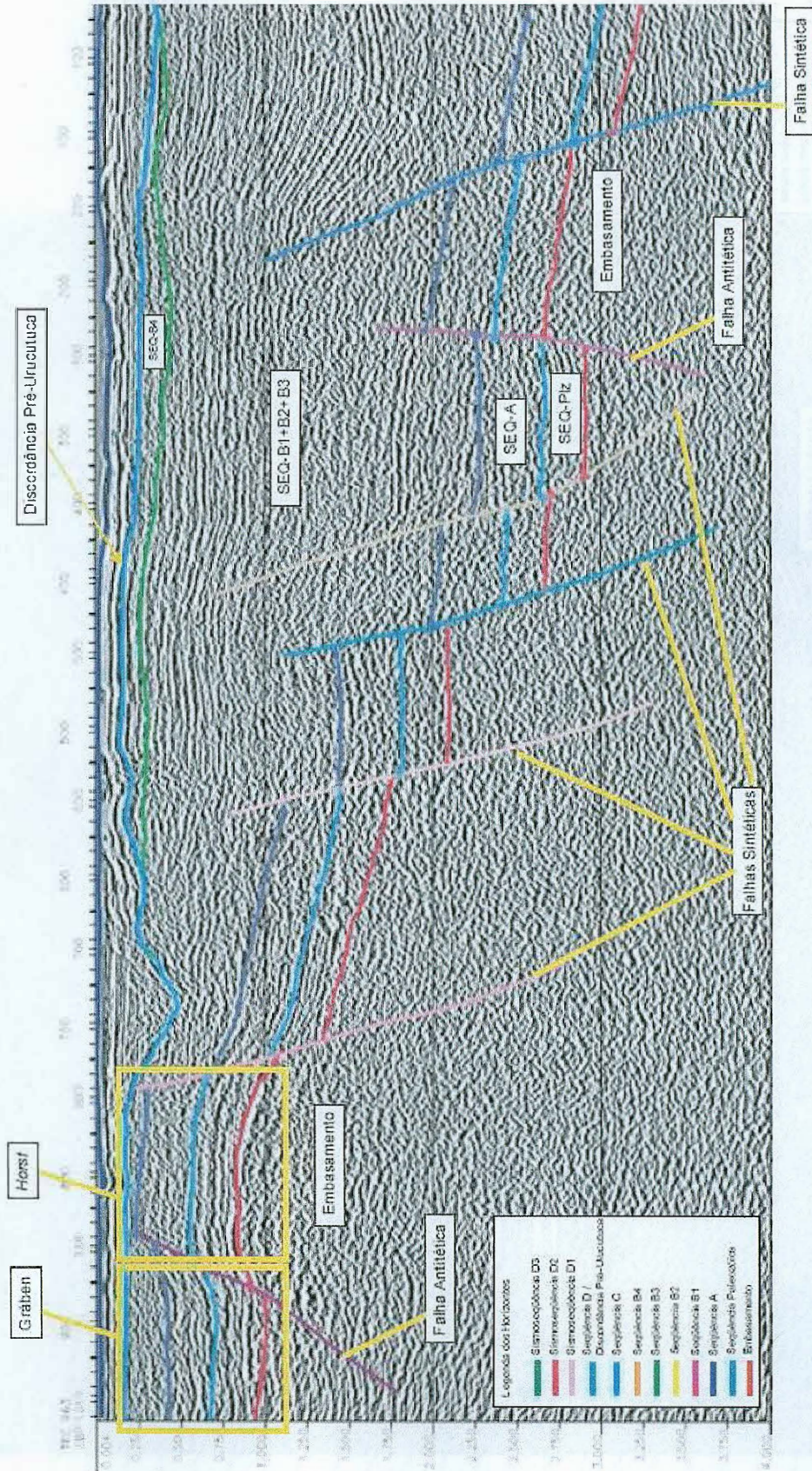


Figura 50: Seção sísmica dip, com falhas sintéticas e antitéticas mapeadas e estruturas do tipo horst e gráben afetando as seqüências Paleozóicas. (Fonte: KARAM, 2005)

Figura 51: Seção sísmica mostrando o bloco alto de borda. (Fonte: KARAM, 2005)

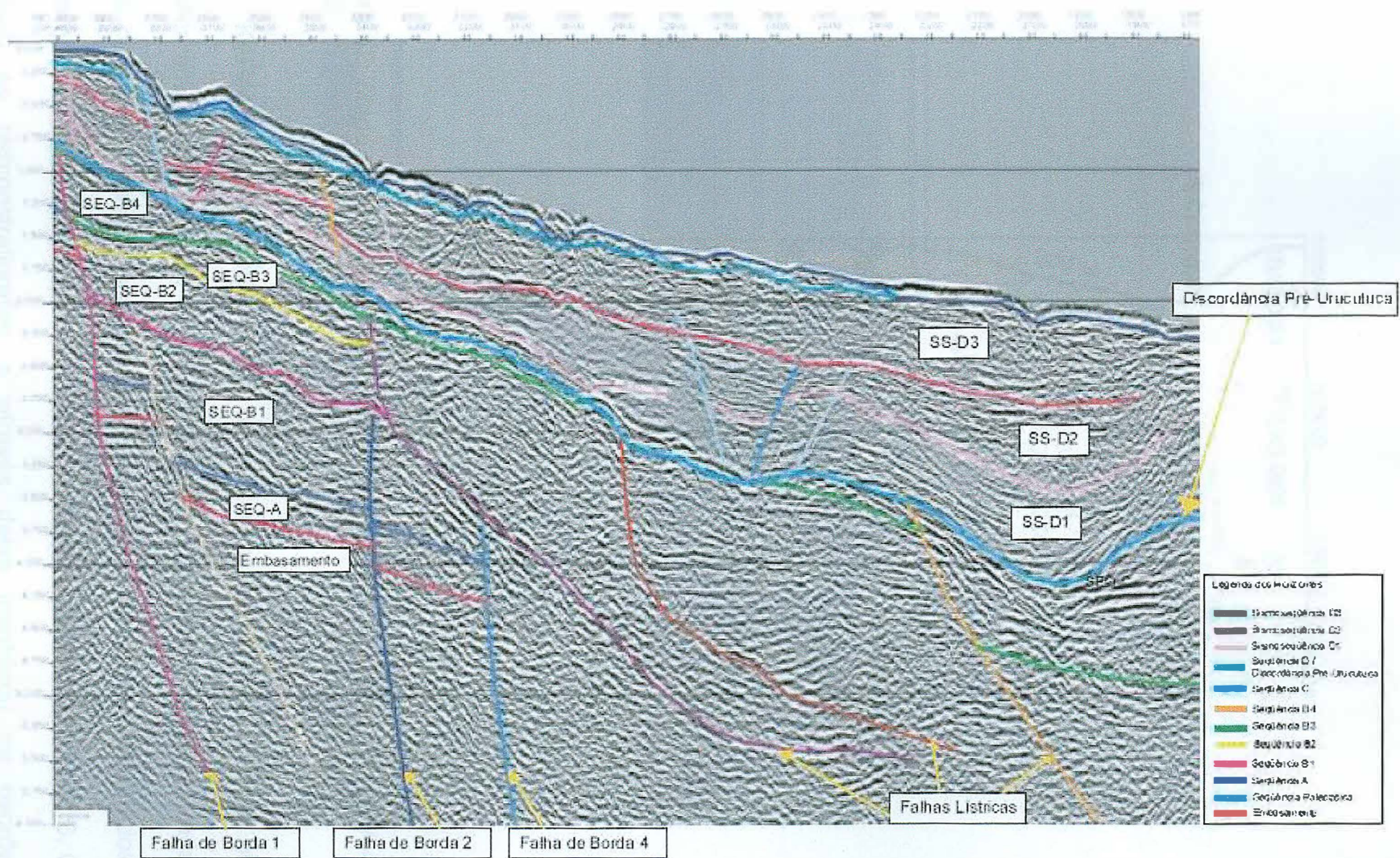




Figura 52: Mapa mostrando a localização dos poços de pesquisa. (Fonte: KARAM, 2005)

KARAM (2005) mostrou como ocorreram as seqüências e como elas se modificaram no decorrer do tempo. E descreveu, estratigraficamente, cada uma delas concluindo que as sismoseqüências contém depósitos relacionados com fluxos gravitacionais. Estudou as seqüências Palezóica, definidas como A, B, C e D. Analisou as sismoestratigrafias e através delas identificou os padrões de

sismofácies, amplitudes e geometrias que caracterizem os sistemas deposicionais marinho profundo.

Estudou detalhadamente o Paleocanyon de Itacaré. Através da linha sísmica, mapeou uma extensa paleofeição erosional, em torno de 80 km de largura numa direção *strike*, que está relacionada com o evento erosivo que gerou a Discordância Pré-Urucutuca. A Discordância Pré-Urucutuca na base do Paleocanyon de Itacaré foi identificada sísmicamente através dos truncamentos erosionais das seqüências subjacentes. O padrão de preenchimento em *onlap* de encontro às paredes do paleocanyon e a alta amplitude dos refletores no substrato também foram utilizados para identificar a superfície basal (Figura 53).

Estudou as influências das falhas do embasamento na evolução das bacias sedimentares. Para caracterizar a base do paleocanyon nas seções *strike* foram utilizados os fortes refletores internos da sismoseqüência D. Na região plataformar esta sismoseqüência foi caracterizada por refletores paralelos, contínuos a ondulados e de amplitude alta. Através das seções sísmicas KARAM (2005) identificou sismofácies *hummocky* na sismoseqüência D. Além de interpretar o sistema deposicional marinho que constitui o talude, sopé do talude continental e o assoalho de bacias oceânica, concluindo que houve aporte sedimentar depositados no sopé do talude.

O preenchimento do Paleocanyon de Itacaré foi estudado a partir de um exercício de análise sismoestratigráfica, o qual possibilitou o mapeamento e a caracterização de três sismoseqüências de terceira ordem (D1, D2 e D3) a partir dos padrões de terminações dos refletores, das sismofácies, da geometria externa, da amplitude e da continuidade dos refletores. Identificou o padrão progradante dos refletores na interface plataforma/talude na seqüência D3.

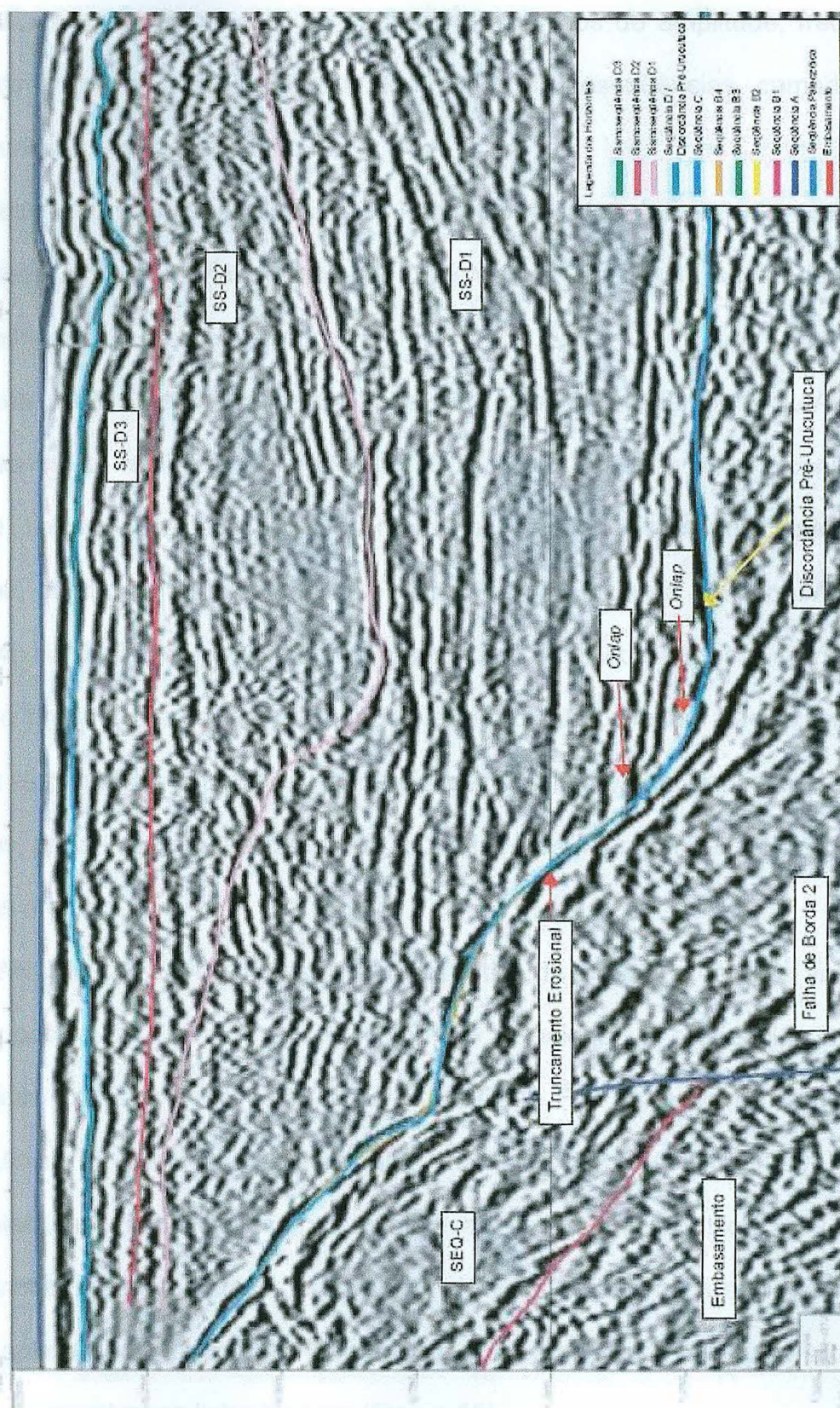


Figura 53: Detalhes de uma seção strike mostrando os limites do paleocanyon de Almada e os padrões de reflexões que caracterizam estes limites. (Fonte: KARAM, 2005)

Utilizou como ferramenta os parâmetros sísmicos de amplitude, frequência, velocidade intervalar para identificar, dentro das sismoseqüências, camadas com razões variadas de areia-folhelho.

Mesmo com algumas linhas sísmicas interpretadas, Karam não concluiu se há petróleo na área, apenas rochas que podem se reservatórios sugerindo estudos mais detalhados da área e novos poços.

Uma análise estratigráfica da Fase Rife das bacias de Camamu/Almada e Jequitinhonha foi realizada por KÜCHLE et al. (2005) através de um conjunto de poços e linhas sísmicas 2D. Descreveu as seqüências deposicionais e as identificou, conforme apresentado na Figura 54a da Bacia de Camamu/Almada e Figura 54b da bacia de Jequitinhonha, assim como as discordâncias. Explicou como ocorreu o preenchimento das seqüências deposicionais. Nestas bacias, os dados sísmicos têm malhas irregulares, carência de levantamentos sísmicos em águas profundas, problemas na qualidade de dados sísmicos e também ausência de poços em águas profundas.

RANGEL (2006) fez um estudo comparativo da presença de altos vulcânicos entre as bacias de Campos e Jequitinhonha. Relacionou a existência de rochas magmáticas extrusivas que estão à frente de Cabo Frio na Bacia de Campos e o alto vulcânico na bacia de Jequitinhonha. Para este fim, RANGEL (2006) utilizou linhas sísmicas, informações paleontológicas, geoquímicas, litológicas, dados gravimétricos, magnetométricos e de perfis elétricos de 60 poços exploratórios. No extremo sul da Bacia de Jequitinhonha ocorreu um grande alto vulcânico, alto Royal Charlotte, perceptível na linha sísmica (Figura 55).

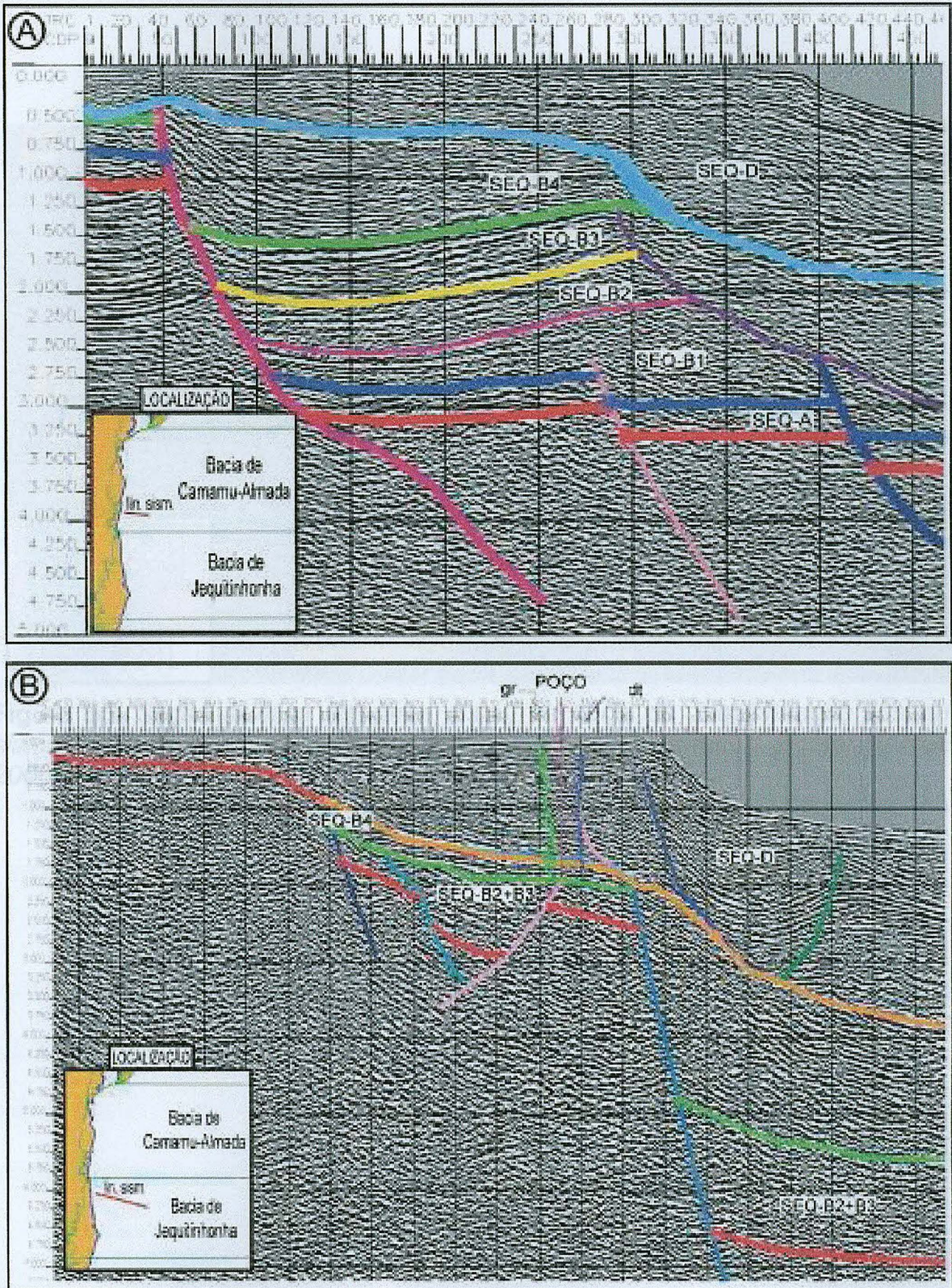


Figura 54: (a) Seção sísmica de sentido dip na bacia de Camamu/Almada em região plataforma e talude. (b) Seção sísmica de sentido dip na bacia de Jequitinhonha em região plataforma e talude. (Fonte: KÜCHLE, 2005)

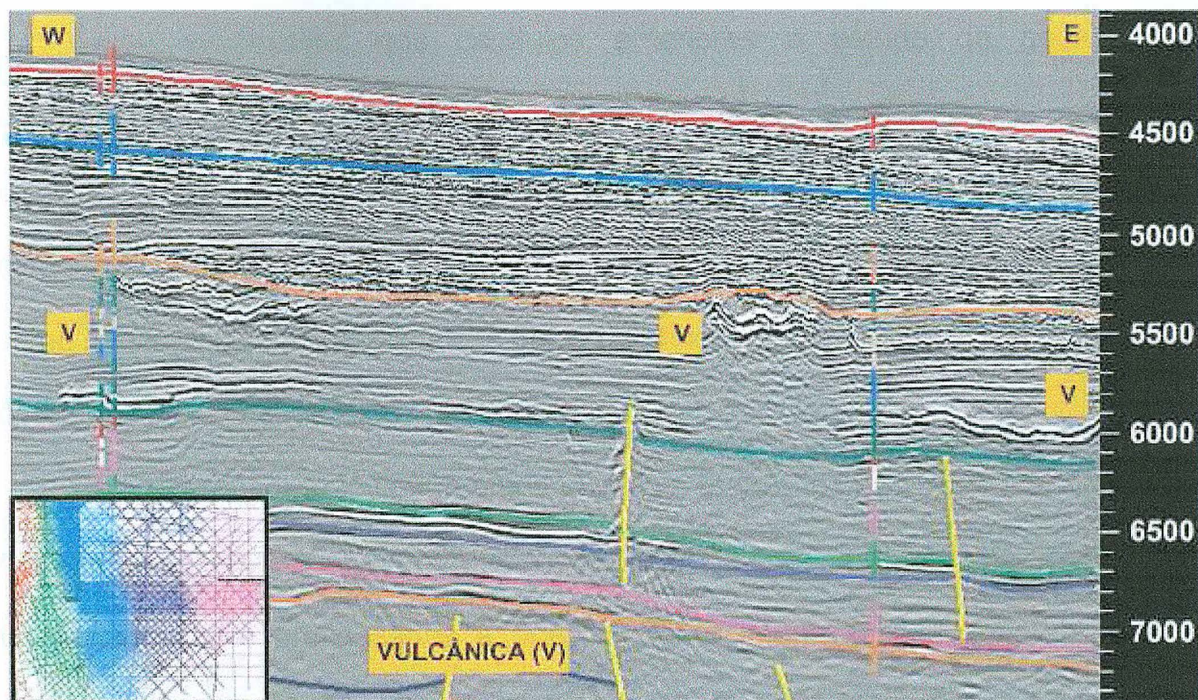


Figura 55: Seção sísmica dip (área distal) na bacia de Jequitinhonha ilustrando sismofácies associadas a rochas vulcânicas no eoceno inferior. (Fonte: RANGEL, 2006)

Conclusão

Como verificamos nos capítulos anteriores o estudo da geologia em subsuperfície utilizando métodos geofísicos, mais precisamente, prospecção sísmica, é extremamente importante para interpretação geológica e conseqüentemente localizar possíveis armadilhas de hidrocarbonetos. Foi mostrado como o estudo das ondas sísmicas pelos geofísicos podem ser útil na descoberta de uma nova jazida de petróleo.

Pela utilização de levantamentos sísmicos realizados nas bacias de Camamu / Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba verificamos que: se a aquisição for bem feita e os dados bem processados é possível fazer interpretações sobre a geologia estrutural presente. E, fazendo-se a correlação com as informações de vários dados de poços que existem na região é possível fazer um mapeamento geral da geologia estrutural e estratigráfica. Com isso, torna-se possível analisar se houve condições favoráveis para migração e formação de armadilhas de hidrocarbonetos.

Pela descrição do sistema petrolífero no capítulo 1 pode-se concluir a existência de hidrocarbonetos. Na bacia de Camamu, por exemplo, temos o campo de gás de Manati que já está produzindo. Na descrição geológica de cada bacia, foram destacadas as rochas geradoras, reservatório e selantes, e a qual Formação pertence a cada uma delas.

No capítulo 2 foi mostrado passo-a-passo como o dado sísmico é adquirido, processado e interpretado.

No capítulo 3 foi apresentado em resumo o que já foi estudado, a utilização de seções sísmicas previamente processadas para serem interpretadas. Para isso, foram utilizados dados de poços, informações geoquímicas, dados gravimétricos e

magnetométricos para interpretação com o objetivo de comprovar a presença de óleo e gás.

Em todos os capítulos presentes na monografia, foram incluídas ilustrações com o objetivo de facilitar o entendimento de cada item discutido.

A dificuldade para realização deste trabalho foi quanto à indisponibilidade de dados sísmicos por parte da indústria do Petróleo para serem analisados e discutidos pelos acadêmicos, por considerá-los confidenciais; dados sísmicos com malhas irregulares e ausência de poços em águas profundas.

As bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba têm-se mostrado promissoras áreas na prospecção de petróleo e existem muitas áreas ainda a serem estudadas e exploradas.

Referências bibliográficas

ASMUS, H.E., GOMES, J.B., PEREIRA, A.C.B. Integração geológica regional da Bacia do Espírito Santo. 1971. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 25. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, p 235-252, v.3.

BIZZI, Luiz A., SCHOBENHAUS, Carlos, VIDOTTI, Roberta M. e GOLÇALVES, João H.. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. Brasília. CPRM-Serviço Geológico do Brasil. 2003. 692p. ISBN 85-230-0790-3.

CASTILHO, José Guilherme de. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil). Programa de Pós-graduação em Engenharia. COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ. 2005. 177p.

CASTRO, Álvaro H. A., Geologia e Sistemas Petrolíferos das Bacias Sedimentares Brasileiras. Apostila da Petrobrás. Rio de Janeiro. 2004.109p.

D'AVILA, R. S. F., CRUZ, C. E., OLIVEIRA FILHO, J. S., DE JESUS, C. M., CÍSERO, P., DIAS FILHO, D. C., LIMA, C. C., QUEIROZ, C. L., SANTOS, S. F., FERREIRA, R. A.. Fácies e Modelo Depositional do Canyon de Almada, Bacia de Almada, Bahia. Boletim de Geociências da Petrobrás, v. 12, n. 2, p. 251-286, Rio de Janeiro. Maio/nov. 2004.

DOBRIN, M. B.. Introduction to Geophysical Prospecting. 3^o Edição. McGraw-Hill. Estados Unidos. ISBN: 0-07-017195-5. 1976.

FILPO, Eduardo, GOMES, Álvaro & VINCENTINI, Armando. Apostila Teoria das Ondas Sísmicas.. CIGEF. 2006.

GLAGLIANONE, P.C., TRINDADE, L.A.F., NASCIMENTO, M.M., 1987, Avaliação geoquímica das bacias marginais ao Sul da Bahia, Brasil. In: Congresso Brasileiro de Geoquímica, 1. Porto Alegre: Sociedade Brasileira de Geoquímica, 1987. p. 467-491, v.2.

GONÇALVES, Félix T. T.. Controles Liminológicos sobre a Formação de Rochas Geradoras de Petróleo Lacustre: O Exemplo da Bacia de Camamu, Nordeste do Brasil. Geociências. UNESP. São Paulo. v. 20, p. 5-23, 2001.

GONTIJO, R. Estratigrafia de seqüências da plataforma carbonática do terciário da Bacia de Cumuruxatiba (Bahia, Brasil) – integração de múltiplas técnicas de análise estratigráfica. Dissertação de M.Sc., 1996. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Porto Alegre, 2 volumes.

HUNG, Kiang Chang, KOWSMANN, Renato O., FIGUEIREDO, Antônio M.F. 1990b. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro. In: RAJA GABAGLIA, Guilherme P.; MILANI, Edison José (Coord.). Origem e evolução de bacias sedimentares. 1990. Rio de Janeiro: Petrobrás, p.269 – 289.

KARAM, Márcia. R. K., Integração de Ferramentas Multidisciplinares Para o Estudo de Feições Tectônicas e Sismoestratigráficas na Seqüência Pós-Rifte da Bacia de Camamu-Almada, Bahia. 2005. 190p. Tese (Doutorado em Ciência de Engenharia Civil). COPPE /Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.

KÜCHLE, Juliano; HOLZ, Michael; BRITO, Ademilson Fagundes de; DEBREGAL, Ricardo Perez. Análise estratigráfica de bacias rifte: aplicação de conceitos genéticos nas bacias de Camamu-Almada e Jequitinhonha. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, 2005. v. 13, n.2, p. 227-244, maio/nov.

LIMA, S. W., MANSO C. L. C., ANDRADE, E. J. E GRILLO, J. L.. Bacia Sedimentares Brasileiras, Bacia de Camamu. Fundação Paleontológica Phoenix. Número 54, Ano 5, Junho de 2003.

MENDES, Rommel M.. Caracterização de Reservatórios em Meios Elásticos 3D com Anisotropia Induzida por Fraturas. 2003. 203p. Tese (Doutorado em Ciências em Geofísica). Instituto de Geociências. Universidade Federal da Bahia.

MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., ZALÁN, P. V. E GAMBOA, L. A. P.. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica. V. 18 n. 3. p. 351-396. 2000.

MIZUSAKI, A. M. P. et al. Eventos magmáticos nas Bacias do Espírito Santo, Mucuri e Cumuruxatiba. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 38. 1994, Camboriú: Sociedade Brasileira de Geologia, 1994, p 566-568.

MOREIRA NETO, C. A, PESTANA, R. C., ALDUNATE, G. C.. Migração Pré-empilhamento em Profundidade no Domínio da Frequência de Seções de Ondas Planas. Revista Brasileira de Geofísica. Vol. 3, número 4. Outubro/Dezembro de 2005.

MOREIRA NETO, C. A. Migração pré-empilhamento em profundidade utilizando ondas planas. Tese de Doutorado. Instituto de Geociências. Universidade Federal da Bahia. Salvador. 2004.

NETTO, Antônio S. T. e SANCHES, Christovam P.. Roteiro Geológico da Bacia do Almada, Bahia. Revista Brasileira de Geociências. v. 21 n. 2, p. 186-198. Junho de 1991,

NETTO, Antônio S. T., FILHO, Joaquim R. W. e FEIJÓ, Flávio J.. Bacias de Jacuípe, Camamu e Almada. Boletim de Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro. v. 8 n. 1 . p. 173-184. Jan/Mar 1994.

PETRI, Setembrino. Geologia do Brasil. -- Sao Paulo : T. A. Queiroz, R1988[1983] Rangel, H. D.. Manifestações magmáticas na parte sul da Bacia de Campos (Área de Cabo Frio) e na Bacia de Jequitinhonha. Boletim de Geociências da Petrobrás, nov. 2005/maio/2006. Rio de Janeiro. V. 14, n.1, p. 155-160.

RODOVALHO, N., GONTIJO, R. C., MILHOMEM, P. S., LIMA, C. C. U., MANSO, C. L. C.. Bacias sedimentares brasileiras – Bacia de Cumuruxatiba. Phoenix, Dezembro, 2003. http://www.phoenix.org.br/Phoenix60_Dez03.htm

SANTOS, C.F., et al. Bacias de Cumuruxatiba e Jequitinhonha. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p 185-190, 1994.

SANTOS, C.F., GONTIJO, R.C. Compartimentação e alinhamentos estruturais da Bacia de Cumuruxatiba (BA). In: Congresso Brasileiro de Geologia, 37., 1992, São Paulo. Resumos. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1992, p 564.

SANTOS, C.F.; GONTIJO, R.C.; ARAÚJO, M.B.; FEIJÓ, F.J. Bacias de Cumuruxatiba e Jequitinhonha. Boletim de Geociências da Petrobras 8(1), 185-190, 1994.

SILVA, Gabriele. S., O Sistema Rifte da Bacia de Camamu-Almada – Analogia com Riftes Africanos Modernos. 2005. Dissertação. Pós-graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE. Rio de Janeiro.

SILVA, M. G.. Processamento de dados sísmicos da Bacia do Tacutu. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Federal da Bahia. Salvador. 2004

SHERIFF, R. E.. A first Course in Geophysical Exploration and Interpretation. Monografia. Publicado por International Human Resources development Corporation. Boston, USA. 1978.

SHERIFF, Robert E. & Geldart, L. P.. Exploration Seismology. Cmbridge University Press. 1995.

TELFORD, W. M., GELDART, L. P., SHERIFF, R. E.. Applied Geophysics. Segunda Edição. Cambridge University Press. New York. ISBN 0-521-33938-3. 1990.

THOMAS, J. E., TRIGGIA, A. A., CORREIA, C. A. VEROTTI FILHO, C., XAVIER, A. D. e Machado, J. C. V.. Fundamentos de engenharia de Petróleo. Editora Interciência, 2 edição. Petrobras, 2004.

VICENTINI, A. E GOMES, A.. Notas de aulas de Processamento Sísmico do Curso Introdotório de Formação de Geofísico da Petrobrás. 2006.

WILT, M. e EASTWOOD, J.. An Introduction – Development and Production. The Leading Edge. v. 22. n. 5. p.447. Maio de 2003.

YILMAZ, O. Seismic Data Analysis, Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa. USA. Vol. I, ISBN: 1-56080-098-4 e vol. II, ISBN: 1-56080-099-2. 2001.